计及需求侧管理的多电-气互联综合能源系统 分散协调调度

魏震波,黄宇涵

(四川大学 电气与信息学院,四川 成都 610065)

摘要:针对电、气、热相耦合的多电-气互联综合能源系统(IECES),将高渗透率区域和低渗透率区域作为不同的利益主体,提出一种考虑日前联络线调度计划的多IECES分散协调调度模型。在对各区域内热电解耦 热电联产机组(CHP)等元件建模的基础上,引入考虑用户满意度的需求侧管理,以经济环境效益为目标,采 用目标级联分析法——将单个全局变量联络线功率分解为2个局部变量,再代入各自区域内优化元件出力 计划,进行求解。在一个含3个IECES的综合系统中对所提模型进行仿真实验,验证了所建模型和求解方法 的合理性与有效性。结果表明:联络线电量交互、需求侧管理和热电解耦CHP的协调配合增强了整个系统时 空源荷匹配,在经济、环境和风电消纳等方面也更具优势;基于目标级联分析法的分散协调调度更适合于未 来电力市场开放环境下的多IECES分区自治优化。

0 引言

如何构建清洁环保、高效安全的现代电力系统 是国内外研讨的热点。电-气互联综合能源系统 IEGES(Integrated Electricity-Gas Energy System)通 过将电能和天然气等多能源网络耦合,实现多种能 源统筹规划、集中调度和协同利用,对推进清洁能源 高效利用和能源利用结构转型具有重要意义,成为 关注重点。然而,含大量不确定性因素的风电等清 洁能源在时间和空间上都难以与负荷相协调,导致 弃风弃光率高,实现高渗透率间歇性可再生能源的 消纳对 IEGES 的发展提出挑战^[1-4]。文献[5]探讨了 综合能源系统的概念和中外综合能源系统示范工 程,提出综合能源系统通过将多个能源网络的耦合 实现能源互补、协同优化和梯级优化,多个实际工程 的对比给我国综合能源系统的发展提出了建议。

近年来,电转气技术与电-气互联系统因能有效 消纳大量风电而被广泛研究,但其新增单元结构也 给系统带来投资压力^[6-7]。借鉴区域电网互联思路, 将多个 IEGES 通过联络线进行互联,可有效提高系 统整体经济性,有利于实现资源优化配置,使清洁能 源有处可用。如文献[8]在多区域电网间考虑联络 线功率优化以及送端电网安全约束,以西北某电网 为例验证了联络线电量交易可促进风电消纳;文献 [9]以总成本和弃风量最小为优化目标,利用直流联 络线大范围优化风电消纳能力;文献[10]在对冷热 电联供系统 CCHP(Combined Cooling Heating and Power)精细建模的基础上,建立了考虑微网间功率 交互和微网内部元件出力相互影响的优化调度模型,并比较了独立式优化和考虑功率交互情况下的综合成本;文献[11]采用交替乘子法构建了考虑跨区域联络线交易计划的分散调度模型,但需要固定机组状态变量来加快收敛过程;文献[12-13]采用目标级联分析法将多微网主动配电系统的联络线解耦,实现微网和主动配电网的分散自治,实现不同利益主体各自经济最优,并在算例中验证了算法具有较快的计算速度和收敛性。

上述研究为区域互联电力系统运行提供了参考,但存在如下问题:忽略了电能交互与天然气网络 调度之间的相互影响;以多区域总成本最小为目标 的集中式优化可能会牺牲某一区域或某些区域的利 益;由上级调度中心管控的集中调度存在信息传输 负担和信息安全问题。

此外,通过联络线扩展可再生能源消纳区域能 在空间维度上实现源荷优化分配,但风电反调峰特 性在时间维度上使源荷失衡。需求侧管理DSM(Demand Side Management)通过引导用户行为将峰时 负荷转移到可再生能源多发时段,进一步通过电能 时空平移协调电源侧和负荷侧。文献[14]在IEGES 建设规划中引入DSM,证明DSM能有效平抑电、气 负荷曲线,实现削峰填谷。文献[15]验证了DSM与 储能系统的协调配合能有效提升系统风电消纳能 力,减少污染排放并提高电力系统安全稳定性。文 献[16]在综合能源商业园区中将电力需求响应拓展 为考虑"冷热电气"的综合需求响应,对其各种模式 影响做出分析。

由此,本文建立了一种计及DSM的多IEGES能

量交互与元件出力相互影响的协调优化模型。模型 中考虑 DSM 和联络线功率协同互补在时空上最大 化协调源荷,同时具体描述了多 IEGES 间合作与利 益博弈共存的关系,采用目标级联分析法塑造不同 利益主体之间分区自治优化构架。在算例中验证了 该模型能有效克服独立式和集中式优化存在的缺 陷,减少弃风弃光并提高系统经济性。

1 DSM 模型

DSM 根据用户对经济激励和实时电价的自适应 性去引导用户主动优化用电行为,文中通过经济激励的方式以限电、移峰和替代3种手段调节负荷,其 中规定负荷削减量为非正值且移峰不会改变一个调 度周期内的总负荷,部分热负荷如热水器可由电能 替代,为突出替代负荷的区别,只考虑电负荷替代热 负荷以实现填谷。具体数学描述如下:

$$\begin{cases} P'_{\mathrm{L},i,t} = P_{\mathrm{L},i,t} + \sum_{m} P_{m,i,t} \\ P_{1,i,t} \leq 0 \\ \sum_{t=1}^{T} P_{2,i,t} = 0, P_{3,i,t} = P_{\mathrm{re},t} \end{cases}$$
(1)

其中, $P_{m,i,t}$ 为第*m*种方式的DSM 调节的负荷功率; $P_{L,i,t}$, $P'_{L,i,t}$ 分别为实施DSM前、后节点*i*在*t*时段的电 负荷功率; $P_{1,i,t}$, $P_{2,i,t}$ 和 $P_{3,i,t}$ 分别为节点*i*在*t*时段削 减、转移和替代的电负荷; $P_{r,t}$ 为*t*时段替代的热负荷; *T*为时段总数。

DSM可以达到以下两方面的效果:削减系统负 荷峰值,舒缓峰荷时段负荷增长趋势,提高系统安全 性;在含高比例清洁能源的系统中,通过移峰错谷提 高源荷匹配度,促进清洁能源消纳,降低电力系统碳 排放量。总之,DSM的实施能有效平抑负荷曲线,缓 解源荷在时间上不匹配问题,提高了系统整体经济 性和可再生能源消纳能力;但与此同时参与DSM的 用户用电舒适度和灵活性得到降低,考虑如下三方 面去弱化DSM对参与用户的影响。

(1)补偿成本。

根据用户在不同DSM方式下的参与程度制定 用户补偿成本:

$$C_{\text{DSM}} = \sum_{i} \sum_{t=1}^{T} \left(\delta_{\text{Cut}} \left| P_{1,i,t} \right| + \delta_{\text{Mov}} \left| P_{2,i,t} \right| + \delta_{\text{re}} \left| P_{3,i,t} \right| \right)$$
(2)

其中, C_{DSM} 为 DSM 总补偿成本; δ_{Cut} 、 δ_{Mov} 和 δ_{re} 分别为 削减、转移和替代单位功率负荷的补偿成本系数。

(2)DSM技术限制。

不同方式的DSM 对负荷的调节能力都是有限的,根据总负荷的一定比例约束可调范围:

$$\left|P_{m,i,t}\right| \leq \lambda_{m} P_{\mathrm{L},i,t} \tag{3}$$

其中, λ_m 为第*m*种方式的DSM 调节负荷的最大比例。

(3)用户满意度约束。

为增强用户用电体验,且考虑用户参与时间等 约束不同,采用文献[14-15]的方法从用户充盈度和 差异度两方面去量化 DSM 对用户带来的影响。负 荷的削减或转移可能会使得用户用电量小于预测 值,用户充盈度A表征用户对削减后用电量的满意 度,差异度B为实施 DSM 后负荷调整量占总可调量 的比例,表征负荷调节深度。

$$A = \sum_{i} \min \left\{ \frac{\sum_{t=1}^{T} (P'_{\mathrm{L},i,t} - P^{\min}_{\mathrm{L},i,t})}{\sum_{t=1}^{T} (P_{\mathrm{L},i,t} - P^{\min}_{\mathrm{L},i,t})}, 1 \right\} \ge A_{\min}$$
(4)

$$B = \sum_{i} \sum_{t=1}^{T} \left| \frac{P_{\mathrm{L},i,t} - P'_{\mathrm{L},i,t}}{P_{\mathrm{L},i,t} - P_{\mathrm{L},i,t}^{\min}} \right| \le B_{\max}$$
(5)

$$P_{\mathrm{L},i,t}^{\min} = (1 - \lambda_1 - \lambda_2 - \lambda_3) P_{\mathrm{L},i,t}$$
(6)

其中,*P*^{min}_{L,*i*,*i*}为节点*i*用户在*t*时段实施DSM后可能达到的负荷最小值。

2 单个 IEGES 结构和设备出力模型

2.1 IEGES 结构

本文设计的IEGES是集成有电、气、热3种不同 形式的能源的多能耦合系统,系统中包括电、气、热 负荷3种需求,为完成不同能源之间的转化,IEGES 中考虑火电机组、风电机组、储蓄电池、热电联产机 组(CHP)和燃气锅炉。IEGES结构和内部能量流动 示意图如图1所示。



在含高比例风电的 IEGES 中,后文称其为多电 IEGES,优先考虑消纳风电,其余电负荷由火电机组 和燃气发电的 CHP 联合供给。CHP 在发电的同时 产生的低温余热被余热回收装置用以直接供应热负 荷,而其余的热负荷由燃气锅炉满足。IEGES 中常 见的 CHP 固定热电比建模方式降低了热电出力灵 活度,供电出力与电负荷的不匹配可能会严重影响 系统的经济性和环保性,在 CHP 中引入基于有机朗 肯循环 ORC(Organic Rankine Cycle)的低温余热发 电系统来解开"以热定电"的束缚,降低系统综合成 本,含低温余热发电装置的 CHP 具体结构见文 献[17]。

2.2 设备模型

在系统中热负荷较多的时段,为满足热负荷需求,ORC设备可能不会启动CHP维持以热定电的运行方式;在系统中电负荷远超热负荷的时段,为使CHP热电出力与热电负荷比相协调,ORC设备启动将低温余热转化为电能^[18]。故在一个周期内的机组出力优化中可能伴随燃气轮机和ORC设备的启停,根据不同设备的开启状态,CHP有4种运行子模式,见附录中表A1。

模式转换成本松弛描述如下:

$$C_{\operatorname{trans},i,t} \ge C_{\operatorname{trans},i,m,n} \left(u_{n,i,t} - u_{m,i,t-1} \right) \tag{7}$$

其中, $C_{\text{trans},i,t}$ 为第i台 CHP 在t时段的模式转换成本; $C_{\text{trans},i,m,n}$ 为第i台 CHP 模式转换成本系数矩阵内第m行第n列系数,表示 CHP 从模式m转换到模式n的成本; $u_{n,i,t}$ 为第i台 CHP 在模式n下的开关机状态, 其取值为1表示 CHP 处于该模式,0表示不处于该模式。

CHP电热出力具体数学描述如下:

$$\begin{cases} P_{CHP,i,t}^{e} = P_{CHP,i,t} \left(\eta_{CT}^{e} + \alpha_{i,t} \eta_{GT}^{h} \eta_{ORC} \right) \\ P_{CHP,i,t}^{h} = P_{CHP,i,t} \eta_{GT}^{h} \beta_{i,t} \\ 0 \leq P_{CHP,i,t} \leq P_{CHP,i,rmet} \end{cases}$$
(8)

其中, $P_{CHP,i,t}$, $P_{CHP,i,t}^{h}$, $P_{CHP,i,t}^{h}$ 分别为第*i*台 CHP在*t*时 段的输入天然气功率、产电功率和产热功率; η_{CT}^{e} 和 η_{CT}^{h} 分别为燃气机组气转电和气转热的效率; η_{ORC} 为 ORC 设备的能源转化效率; $\alpha_{i,t}$ 和 $\beta_{i,t}$ 分别为第*i*台燃 气机组产生的余热分别被余热发电装置和用以供热 的分配比例,它们满足式(9)和式(10)所示关系。

$$0 \leq \alpha_{i,i} \leq 1, \ 0 \leq \beta_{i,i} \leq 1 \tag{9}$$

$$\alpha_{i,t} + \beta_{i,t} = 1 \tag{10}$$

与以往文献采用储热装置^[19]或补燃装置^[20]打 破热电耦合并增加风电出力不同,低温余热发电装 置通过减少热出力增加电出力,而这种方式不能增 强系统可再生能源消纳能力反而加重线路拥堵情 况,不利于多电IEGES经济运行。针对此特性,本文 将ORC设备引入少电IEGES中以增加燃气发电比 例,而多电IEGES内CHP以热定电运行。IEGES中 储蓄电池出力模型具体详见文献[17]。

3 多IEGES分散调度

IEGES优化调度中优先考虑风光就地消纳,但 当清洁能源过剩或不足时,可以通过联络线向邻近 的IEGES卖出或购入电能,为消纳风电提供出路的 同时提高系统经济性。故在多个IEGES分散调度 时,若系统中既存在多电IEGES也存在少电IEGES, 此时联络线交易电量的意义和价值凸显。各区域的 元件出力和联络线功率相互影响,考虑多电系统和 少电系统为不同利益主体,它们由于在规划时可能 存在不同种类、数量的元件,故单个子目标函数必然 不同,但均为实现区域环境、经济效益最大化,后文 在介绍目标函数和约束时省略区域标识。

3.1 目标函数

单个IEGES的目标函数考虑在一个调度周期内的火电机组发电成本 C_{TU}、天然气购买成本 C_{gas}、CHP模式转换成本 C_{trans}、污染物治理成本 C_{En}、联络线交易成本 C_{link}和 DSM 补偿成本 C_{DSM}。

$$\begin{cases} C = C_{\rm TU} + C_{\rm gas} + C_{\rm trans} + C_{\rm En} + C_{\rm link} + C_{\rm DSM} \\ C_{\rm TU} = \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N_{\rm c}} (a_i P_{\rm G,i,t}^2 + b_i P_{\rm G,i,t} + c_i + S_{\rm T,i,t} + S_{\rm D,i,t}) \\ C_{\rm gas} = \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N_{\rm m}} g_i F_{\rm S,i,t} \\ \begin{cases} C_{\rm En} = \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N_{\rm c}} E_{\rm TU} P_{\rm G,i,t} + \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N_{\rm CHP}} E_{\rm CHP} P_{\rm CHP,i,t}^{\rm c} + \\ \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N_{\rm c}} E_{\rm CB} P_{\rm GB,i,t} \\ \end{cases} \\ \begin{cases} C_{\rm link} = \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N_{\rm c}} f_i P_{l,t}^{\rm Link} \\ \vdots \end{array} \end{cases}$$
(11)

其中,C为系统综合成本; $N_{\rm G}$ 、 $N_{\rm m}$ 、 $N_{\rm CHP}$ 、 $N_{\rm GB}$ 分别为火 电机组、天然气气源、CHP和燃气锅炉的个数; a_i 、 b_i 、 c_i 为第i台发电机组的成本系数; $P_{{\rm G},i,i}$ 为第i台火电 机组在t时段的有功出力; $S_{{\rm T}i,i}$ 、 $S_{{\rm D}i,i}$ 分别为第i台火电 机组在t时段的开、停机费用; g_i 为第i个天然气源 的成本系数; $F_{{\rm S},i,i}$ 为第i个天然气气源在t时段的供 应流量; $P_{{\rm GB},i,i}$ 为第i台燃气锅炉在t时段的产热功 率; $E_{{\rm TU}}$ 、 $E_{{\rm CB}}$ 分别为火电机组、CHP和燃气锅炉 发出单位功率的环境成本; $P_{{\rm Li}}^{{\rm Link}}$ 为第l条联络线在t时段的传输功率,规定区域购入电量为正,售出时为 负; f_i 为第l条联络线的单位功率传输成本。

3.2 约束条件

除了单个元件模型出力约束外,整个系统还应 该考虑如下约束条件。

3.2.1 电网约束

本文电网约束条件包括供需平衡约束、火电机 组出力约束、爬坡约束、潮流约束。采用文献[21]中 的最小开停机约束,其余约束具体数学描述如下:

$$\sum_{i=1}^{N_{\rm G}} P_{{\rm G},i,t} + \sum_{i=1}^{N_{\rm W}} P_{{\rm W},i,t} + \sum_{i=1}^{N_{\rm CHP}} P_{{\rm CHP},i,t}^{\rm e} + \sum_{l} P_{l,t}^{\rm Link} = \sum_{i=1}^{N_{\rm ES}} (P_{{\rm ES},i,t}^{\rm in} - P_{{\rm ES},i,t}^{\rm out}) + \sum_{i=1}^{N_{\rm L}} P_{{\rm L},i,t}^{\prime}$$
(12)

$$P_{G,i,\min}I_{i,t} \leq P_{G,i,t} \leq P_{G,i,\max}I_{i,t}$$

$$-R_i^{\text{down}} \leq P_{G,i,t} - P_{G,i,t-1} \leq R_i^{\text{up}}$$

$$(13)$$

$$\boldsymbol{P}_{\text{line}} = \boldsymbol{B}_{\text{diag}} \boldsymbol{L} \boldsymbol{B}^{-1} \left(\sum_{p} \boldsymbol{P}_{\text{IN}} - \sum_{q} \boldsymbol{P}_{\text{OUT}} \right)$$
$$\boldsymbol{B}_{\text{Hare}} = \text{diag} \left(\frac{1}{2}, \frac{1}{2}, \cdots, \frac{1}{2} \right)$$
(15)

 $\begin{bmatrix} x \\ z \end{bmatrix}$

 $x_1 x_2$

$$P_{\text{line}} | \leq P_{\text{line,max}}$$

其中, N_w 和 N_{ES} 分别为风电机组和储蓄电池的个数; N_L 为电网节点总数; $P_{w,i,t}$ 为第i台风电机组在t时段 的实际有功出力,其值不能超过该时段的风电预测 出力; $P_{ES,i,t}^{in}$ 和 $P_{ES,i,t}^{out}$ 分别为第i个储蓄电池在t时段的 充、放电功率; $P_{G,i,max}$ 和 $P_{G,i,min}$ 分别为第i台火电机组 出力上、下限; R_i^{up} 和 R_i^{down} 分别为第i台火电机组的爬 坡率和滑坡率; $I_{i,t}$ 为第i台火电机组在t时段的开启 状态,为1表示运行,为0表示关机;B为导纳系数矩 阵;L为电网中支路节点的连接矩阵; x_i 为线路z的电 抗; P_{IN} 和 P_{out} 分别为向电网供电和消耗电网的有功 功率在节点和时间维度下的向量表示形式;p和q分 别为发出和消耗电网电能的元件; $P_{line,max}$ 为支路功 率上限矩阵。

3.2.2 气网约束

 \mathbf{S}

本文对天然气网络建模时忽略动态天然气系统 运行状态和较为复杂的非凸非线性的压缩机模型, 约束条件包括质量守恒约束、气源供应约束和天然 气管道流量约束,具体数学描述如下:

$$F_{S,i,t} - F_{CHP,i,t} - F_{GB,i,t} - F_{L,i,t} = F_{ij,t}$$
(16)

$$F_{\mathrm{S},i,\min} \leqslant F_{\mathrm{S},i,t} \leqslant F_{\mathrm{S},i,\max} \tag{17}$$

$$\operatorname{gn}(\boldsymbol{\pi}_{i,t} - \boldsymbol{\pi}_{i,t}) F_{i,t}^2 = K_{i,t}^2 (\boldsymbol{\pi}_{i,t}^2 - \boldsymbol{\pi}_{i,t}^2)$$
(18)

$$\left|F_{ij,t}\right| \leq F_{ij,\max} \tag{19}$$

$$\boldsymbol{\pi}_{i,\min} \leq \boldsymbol{\pi}_{i,t} \leq \boldsymbol{\pi}_{i,\max} \tag{20}$$

其中, $F_{CHP,i,i}$ 、 $F_{GB,i,i}$ 和 $F_{L,i,i}$ 分别为与节点 *i* 相连的 CHP、燃气锅炉和气负荷在*t*时段消耗的天然气流 量; $F_{ij,i}$ 为节点 *i* 到节点 *j* 的天然气流量; $F_{S,i,max}$ 和 $F_{S,i,min}$ 分别为第 *i* 个天然气气源供应流量上、下限; sgn($\pi_{i,i}-\pi_{j,i}$)表示管道 *ij*流量流动方向, $\pi_{i,i}$ 、 $\pi_{j,i}$ 分别 为节点 *i*、*j*在 *t*时段的压力, 当 $\pi_{i,i}-\pi_{j,i}$ >0时 sgn($\pi_{i,i}-\pi_{j,i}$)=1, 当 $\pi_{i,i}-\pi_{j,i}$ <0时 sgn($\pi_{i,i}-\pi_{j,i}$)=1; K_{ij} 为与 管道 *ij*长度、直径和压缩因子等有关的系数; $\pi_{i,max}$ 和 $\pi_{i,min}$ 分别为节点 *i* 的压力上、下限; $F_{ij,max}$ 为支路气量 上限。

3.2.3 热平衡约束

热负荷由天然气通过能源转化元件供应,本文 不考虑冷热传输过程及其损失,则冷热平衡数学描述如下:

$$\sum_{i=1}^{N_{\rm CHP}} P_{\rm CHP,i,t}^{\rm h} + \sum_{i=1}^{N_{\rm CB}} P_{\rm CB,i,t}^{\rm h} = P_{\rm L,t}^{\rm h} - P_{\rm re,t}$$
(21)

$$P_{\mathrm{GB},i,t}^{\mathrm{h}} = F_{\mathrm{GB},i,t} H_{\mathrm{GV}} \eta_{\mathrm{GB}}$$
(22)

其中, N_{GB} 为系统中燃气锅炉的台数; $P_{\text{GB},i,t}^{h}$ 为第*i*台 燃气锅炉在*t*时段的产热功率; $P_{\text{L},t}^{h}$ 为系统在*t*时段的 总热负荷; H_{GV} 为天然气热值,取9.88 kW·h/m³; η_{GB} 为燃气锅炉效率。

3.2.4 跨区域联络线约束

在对跨区域联络线建模时,本文做出以下合理

假设:以高压直流输电的方式完成电能中长距离传输,不考虑两端电压相角差的限制^[22];电能必须单向 传输,但为了最大化风电消纳,本文忽略直流联络线 阶梯化和调整次数约束^[9],以自由灵活调整运行方 式实现联络线调度优化。故在多IEGES日前经济调 度过程中,联络线考虑如下限幅约束和联络线功率 变化约束:

$$0 \leq P_{l,t}^{\text{Link}} \leq P_{l,\max}^{\text{Link}} \tag{23}$$

$$D_l^{\text{Link}} \leq P_{l,t+1}^{\text{Link}} - P_{l,t}^{\text{Link}} \leq U_l^{\text{Link}}$$
(24)

其中, P^{Link}力联络线 l 的容量上限; U^{Link}和 D^{Link}分别 为联络线 l 的传输功率变化率上、下限。

本文考虑联络线功率交互为消纳风电的主要途径,为简化模型方便求解,忽略多区域间天然气流量 交互的情况。

3.3 基于目标级联分析法的分散协调调度

目标级联分析法^[23]应用于分散调度求解的主要 思想是将各级系统耦合的全局变量拆解为局部变 量,含局部变量的各区域根据目标函数单独优化,反 复迭代局部变量,直至满足一定的收敛条件为止。 文中全局变量为多电IEGES和少电IEGES之间的联 络线交互功率,将其解耦为各自区域局部变量:

$$\begin{pmatrix}
P_{l,t}^{\text{Link}} - P_{\text{HR},k,t} = 0 \\
P_{l,t}^{\text{Link}} - P_{\text{LR},k,t} = 0
\end{cases}$$
(25)

2个区域之间的联络线功率在数值上保持一 致,但是在解耦后单独优化过程中必然不同。在多 电IEGES中,与之相连的第k条联络线局部变量P_{HR,k,t} 充当负荷消纳大量风电;在少电IEGES中,其局部变 量P_{LR,k,t}充当电源提供电能缓解高峰负荷的压力,减 少火电机组出力。将2个局部变量分别参与到不同 利益主体的优化调度中,优化过程只与本区域内元 件参数、变量和DSM有关,不涉及其他区域。

假设先一步求解少电 IEGES 自身优化调度问题,将其得到的局部变量 P_{IR,k,t}的优化解 P'_{IR,k,t}以信息的方式传递给多电 IEGES,则多电 IEGES 在求解 经济调度优化时需考虑局部变量 P_{HR,k,t}与上层信息相协调,在目标函数中增设松弛的增广拉格朗日惩罚项^[22],再将以新的目标函数求解得到的信息 P'_{HR,k,t}传递给少电 IEGES,以此过程往复迭代使局部变量 不断靠近。以多电 IEGES 为例,其在迭代过程中的目标函数为:

$$\min C_{\rm HR} + \sum_{t=1}^{T} \sum_{k=1}^{I_{\rm L}} \varphi_{k,t} (P_{\rm HR,k,t} - P'_{\rm LR,k,t}) + \sum_{t=1}^{T} \sum_{k=1}^{I_{\rm L}} \phi_{k,t} (P_{\rm HR,k,t} - P'_{\rm LR,k,t})^2 \qquad (26)$$

其中, I_L 为与该区域相连的联络线总数; C_{HR} 为多电 IEGES的综合成本; $\varphi_{k,i}$ 和 $\phi_{k,i}$ 为拉格朗日惩罚因子, 若循环y次后仍无法满足收敛条件式(27),在进入 下一次循环迭代之前根据式(28)更新惩罚因子。

$$\left| \frac{P_{\mathrm{HR},k,t}(y) - P_{\mathrm{LR},k,t}(y)}{\left| \left| \frac{C_{\mathrm{HR}}(y) - C_{\mathrm{HR}}(y-1)}{C_{\mathrm{HR}} + C_{\mathrm{LR}}} \right| \leq \varepsilon_{2}}{C_{\mathrm{HR}} + C_{\mathrm{LR}}} \right| \leq \varepsilon_{2}$$

$$(27)$$

$$\begin{cases} \varphi_{k,t}(y+1) = \varphi_{k,t}(y) + \\ 2\varphi_{k,t}^{2}(y) \left(P_{\text{HR},k,t}(y) - P_{\text{LR},k,t}(y) \right) & (28) \\ \varphi_{k,t}(y+1) = x\varphi_{k,t}(y) \end{cases}$$

其中, C_{LR} 为少电 IEGES 的综合成本;x 为加速收敛的 作用的参数^[24],文中取值1.5; ε_1 、 ε_2 为收敛间隙。

具体算法流程图详见图2。



Fig.2 Flowchart of solving problem

随后,采用文献[25]中的增量分段线性化处理 气网潮流。故式(1)—(28)构成基于混合整数线性 规划的机组组合问题,以MATLAB R2016a为仿真 平台,采用CPLEX求解。

4 算例分析

4.1 仿真条件

本文算例将3个邻近区域能源系统通过联络线 连接到一起,区域A是IEEE 39节点电力系统与7节 点天然气网络组成的耦合系统,区域B是"39-10"耦 合系统,区域C是"6-5"耦合系统,每个系统中包含 不同种类数量的能源转化元件,3区域能源互联综 合系统结构详见附录中图A1。

将10机39节点电网系统每条线路容量减少1/3, 10节点天然气系统参数详见文献[26],5节点天然 气系统参数为文献[27]气管网流量上限数据乘0.5, 常规机组参数见文献[21],负荷能够参与3种DSM 方式的最大比例 λ_1 、 λ_2 和 λ_3 分别为0.05、0.12和0.1。 区域A节点35和36分别与区域B节点23和24通过 2条联络线连接,其联络线容量上限均为800 MW, 功率变化率上限均为300 MW / h;区域A节点39与 区域C节点1通过1条联络线连接,其容量上限为 100 MW, 功率变化率上限为50 MW / h; 3条联络线 的交易成本系数均为70元/MW。本文假设区域A 为多电 IEGES,其内包括3座风电场分别位于节点 35、36 和 39,装机总容量为 2000 MW。区域 B、C 为 少电 IEGES,区域 B 内含 2 座风电场,分别位于节点 38和39,总装机容量为600 MW,区域C内的风电场 位于节点3,额定容量为50 MW。3个区域电、气、热 负荷和风电出力预测详见附录中图A2,环境成本系 数E详见文献[20]。选取1d为一个调度周期,选取 1h为一个运行时段,拉格朗日惩罚因子 φ_{μ} 和 ϕ_{μ} 的 初值在全时段内均为0.1,收敛间隙 ε_1 和 ε_2 均 为0.01。

4.2 DSM 效果分析

在考虑DSM的分散协调调度中,DSM在系统中 的削峰填谷效果受到本区域内清洁能源渗透率和跨 区域联络线交易电量的影响。在采用DSM和联络 线共同协调源荷时,系统为提高源荷匹配度在调度 时优先考虑较为经济且互利共赢的联络线消纳风 电,再采用3种DSM方式对系统做进一步优化,此外 用户满意度约束也使DSM效果受限,3区域IEGES 的DSM具体负荷调整量如图3所示。

即使 DSM 效果受多种因素的影响,削减负荷也 大多发生在峰荷时段。但是就转移负荷而言,少电 IEGES 内受可再生能源出力影响较小,则将峰时负 荷转移到低谷负荷的趋势大致不变,且削减负荷发 生在所有时段,有利于优化电负荷曲线,平抑负荷波 动;多电 IEGES 以满足风光消纳为主,则将负荷向风 电出力聚集的时段转移,有利于平抑净负荷曲线波 动,增强源荷匹配,减少系统综合成本。

4.3 优化结果对比

系统独立式运行即每个 IEGES 孤立自治,集中 式运行由上级调度中心将多 IEGES 数据汇总,考虑 联络线电量交易后以成本总和为目标函数,分散协 调调度考虑联络线电量交易协调各区域利益。为验 证本文模型的有效性,将3种运行方式在综合成本 和风电消纳等方面做出对比,详见表1。

为分析分散协调调度存在的优势,将其与独立 式和集中式运行方式分开说明。

4.3.1 分布式和独立式

根据表1明显可知多个IEGES在考虑联络线协 调调度后提高了系统经济性和风电消纳能力,3个 区域总成本下降了约14.62%,弃风弃光总量减少了 79.52%。没有能量交互,独立式运行下少电 IEGES



表1 不同运行模式优化结果对比

 Table 1
 Comparison of optimization results under different operation modes

运行 模式	总成本 / 万元	弃风率 / %	CHP电出 力/MW	火电出 力 / MW
分布式	1991.05	9.74	23 854.7	59925.7
集中式	1968.52	8.12	27432.1	55788.6
独立式	2332.08	47.54	29633.7	73951.6

内大量电负荷将由 CHP 和火电机组填补, CHP 和火 电机组出力分别增加了 24.22%和 23.4%, 此时各区 域内元件出力曲线图详见附录中图 A3—A6。而分 布式优化调度下的各区域元件出力曲线和联络线交 互电量如图 4—8所示。

就多电IEGES区域A而言,2种运行方式下,通 过跨区域联络线功率交互为其内部大量风电的消纳 找到出路,风电出力明显增加。同时火电机组和 CHP发电量也增加少许,这是由于分布式运行模式 下多电IEGES经济调度时要兼顾多个少电IEGES, 而在灵活联络线功率日前调度时,少电 IEGES 的电能需求量和多电 IEGES 的风电可供应量必然不匹配,需要在其中寻求平衡,这个平衡值可能使风电传



- ◆- 燃气锅炉, - ◆- CHP 产热 图 4 分布式运行方式下区域 A 内元件出力曲线 Fig.4 Unit output curves under distributed

operation mode in Area A



图 5 分布式运行方式下区域 B 内元件出力曲线 Fig.5 Unit output curves under distributed operation mode in Area B









Fig.8 Curves of interactive power among three areas

输过量,负荷需求不足的部分由火电和CHP弥补。 两者的对比变化不大表明风电优先考虑就地消纳再 通过联络线跨区域消纳。在不考虑弃风弃光成本的 前提下,多电IEGES分布式运行的经济性主要来源 于跨区域售电利润,故分布式运行可以减少多电 IEGES的弃风率。

就少电 IEGES 而言,2种运行方式下风电利用 率不变,这表明跨区域购买电量虽会增加少电IEG-ES区域内线路拥堵情况,但不会给各自区域风光消 纳带来影响。而在独立式运行方式下由于缺少协调 交互功率,区域B、C内大量负荷需求由火电机组和 CHP来满足,区域B火电机组出力增长约70.41%, 此外,CHP以满足电负荷需求为主,内部ORC设备 通过热转电打破热电耦合运行方式,发电出力大量 增加使热电比保持在低水平范围。文中只有区域B 装设 ORC 设备, 独立式运行方式下 CHP 电出力增 长,供热出力减少,剩下的热出力将由燃气锅炉填 补,2种运行方式下CHP运行子模式对比如表2所 示。这与通过联络线间接使用清洁能源相比,区域 内经济性和环保性降低,区域B、C综合成本分别增 加了19.63%和16.06%,故考虑跨区域协调运行的 分布式优化对少电IEGES带来的增益更为明显。总 之,考虑联络线协调出力的分散协调调度在提高多 电 IEGES 风光消纳能力的同时能减少少电 IEGES 内 化石能源的消耗,提升了系统综合性能。

表2	CHP运行于模式变化
----	------------

Table 2 Operation sub-modes transformation of CHP

运行模式	24个时段CHP运行子模式
分布式	2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 4 4 2 4 2
独立式	4 4 4 3 4 4 4 4 3 3 3 3 3 3 3 3 3 3 3 3

4.3.2 分布式和集中式

由表1可知分布式和集中式的优化结果差距不 大,CHP和火电机组出力差距互补,成本和弃风率的 差距约为1%,说明基于目标级联分析法的分散协调 调度结果能接近全局最优。此外,集中式优化方式 由上级调度中心将各区域信息汇总解出调度计划 后,再将各区域计划返回,信息传输量大的同时一旦 上级调度中心出现信息传输故障,所有区域将只能 进行独立式优化,不利于风电消纳和经济运行。分 布式优化最大的优势在于可以在不需要上级调度中 心的情况下,仅是区域间交换少量优化结果和算法 乘子,完成多区域协调调度。这大幅减少了信息传 输负担,保护了用户隐私。成本和耦合变量距离收 敛过程如图9所示。第y次迭代结束的第k条联络 线的耦合变量距离定义为:

$$CVG_{k}(y) = \sum_{t=1}^{T} |P_{HR,k,t}(y) - P_{LR,k,t}(y)| \quad (29)$$



5 结论

针对含不同风电渗透率的多IEGES系统,提出 考虑DSM的多IEGES分散协调调度模型,通过算例 验证后得到以下结论:

(1)通过联络线功率交互与相连区域内元件出 力相协调,可以实现相邻区域电网资源优化配置,提 高多电 IEGES 可再生能源消纳水平,也可以减少少 电 IEGES 火电机组出力,与 DSM 和 CHP 有机结合构 建低碳电力;

(2)虽然集中式优化运行下多区域总成本有所 降低,但此种运行方式对于含自治所有权的IEGES 并不适用,目标级联分析法将不同IEGES视作不同 利益主体,实现分散自治优化并减少各区域间信息 传输,优化结果能在接近全局最优的基础上兼顾局 部利益。

本文模型对风电不确定性和区域间气网互联欠 缺考虑,将作为下一步研究重点。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

[1]洪居华,刘俊勇,向月,等.城市能源互联网初步认识与研究展望[J].电力自动化设备,2017,37(6):15-25.
 HONG Juhua, LIU Junyong, XIANG Yue, et al. Preliminary un-

derstanding and research prospect of urban energy internet $[\,J\,]$. Electric Power Automation Equipment , 2017 , 37(6) : 15-25 .

- [2]曾鸣,刘英新,周鹏程,等.综合能源系统建模及效益评价体系 综述与展望[J].电网技术,2018,42(6):1697-1708.
 ZENG Ming, LIU Yingxin, ZHOU Pengcheng, et al. Review and prospects of integrated energy system modeling and benefit evaluation[J]. Power System Technology, 2018,42(6):1697-1708.
- [3]陈柏森,廖清芬,刘涤尘,等.区域综合能源系统的综合评估指标与方法[J].电力系统自动化,2018,42(4):174-182.
 CHEN Baisen,LIAO Qingfen,LIU Dichen, et al. Comprehensive evaluation indices and methods for regional integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 174-182.
- GINSBURG M, HELLER H. Electricity and natural gas interdependency: comparison of two methodologies for coupling large market models within the European regulatory framework [J].
 IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1):361-369.
- [5] 彭克,张聪,徐丙垠,等. 多能协同综合能源系统示范工程现状 与展望[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):3-10.
 PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, et al. Status and prospect of pilot projects of integrated energy system with multi-energy collaboration [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37 (6):3-10.
- [6] CLEGG S, MANCARELLA P. Integrated modeling and assessment of the operational impact of Power-to-Gas(P2G) on electrical and gas transmission networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4):1234-1244.
- [7] 周任军,肖钧文,唐夏菲,等. 电转气消纳新能源与碳捕集电厂 碳利用的协调优化[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):61-67.
 ZHOU Renjun, XIAO Junwen, TANG Xiafei, et al. Coordinated optimization of carbon utilization between power-to-gas renewable energy accommodation and carbon capture power plant[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(7):61-67.
- [8]任建文,许英强,易琛.考虑直流联络线功率调整的跨区风电 消纳模型[J].电力建设,2017,38(11):129-135.
 REN Jianwen, XU Yingqiang, YI Chen. Cross-regional wind power consumption model considering power adjustment of DC tieline[J]. Electric Power Construction,2017,38(11):129-135.
- [9] 钟海旺,夏清,丁茂生,等.以直流联络线运行方式优化提升新 能源消纳能力的新模式[J].电力系统自动化,2015,39(3): 36-42.

ZHONG Haiwang, XIA Qing, DING Maosheng, et al. A new mode of HVDC tie-line operation optimization for maximizing renewable energy accommodation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(3): 36-42.

[10] 王守相,吴志佳,庄剑.考虑微网间功率交互和微源出力协调 的冷热电联供型区域多微网优化调度模型[J].中国电机工程 学报,2017,37(24):7185-7194.

WANG Shouxiang, WU Zhijia, ZHUANG Jian. Optimal dispatching model of CCHP type regional multi-microgrids considering interactive power exchange among microgrids and output coordination among micro-sources [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37 (24):7185-7194.

[11] 曾方迪,李更丰,别朝红,等.考虑跨区联络线交易计划的多区域互联系统分散调度方法[J].电力系统自动化,2018,42 (16):32-40.

ZENG Fangdi, LI Gengfeng, BIE Zhaohong, et al. Decentralized

dispatch method for multi-area interconnected power systems considering cross-area tie-line transaction strategy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(16): 32-40.

[12] 谢敏,吉祥,柯少佳,等. 基于目标级联分析法的多微网主动配电系统自治优化经济调度[J]. 中国电机工程学报,2017,37 (17):4911-4921.

XIE Min, JI Xiang, KE Shaojia, et al. Autonomous optimized economic dispatch of active distribution power system with multi-microgrids based on analytical target cascading theory [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(17):4911-4921.

- [13] 徐青山,李淋,盛业宏,等. 冷热电联供型多微网主动配电系统 日前优化经济调度[J]. 电网技术,2018,42(6):1726-1734. XU Qingshan, LI Lin, SHENG Yehong, et al. Day-ahead optimized economic dispatch of active distribution power system with combined cooling, heating and power-based microgrids[J]. Power System Technology,2018,42(6):1726-1734.
- [14] 高滢,王芃,薛友,等. 计及需求侧管理的电-气集成能源系统 协同规划[J]. 电力系统自动化,2018,42(13):3-11.
 GAO Ying, WANG Peng, XUE You, et al. Collaborative planning of integrated electricity-gas energy systems considering demand side management [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018,42(13):3-11.
- [15] 张晴晴,吴倩,李盛伟,等. 计及不同需求响应群体的新能源并 网系统优化调度[J]. 电力建设,2018,39(7):107-114.
 ZHANG Qingqing, WU Qian, LI Shengwei, et al. Optimal scheduling of new energy integration considering different demand response groups [J]. Electric Power Construction, 2018, 39(7): 107-114.
- [16] 郭尊,李庚银,周明,等. 计及综合需求响应的商业园区能量枢 纽优化运行[J]. 电网技术,2018,42(8):2439-2448.
 GUO Zun, LI Gengyin, ZHOU Ming, et al. Optimal operation of energy hub in business park considering integrated demand response[J]. Power System Technology, 2018,42(8):2439-2448.
- [17] 魏震波,黄字涵,高红均,等.含电转气和热电解耦热电联产机 组的区域能源互联网联合经济调度[J].电网技术,2018,42 (11):3512-3520.
 WEI Zhenbo, HUANG Yuhan, GAO Hongjun, et al. Joint economic scheduling of power-to-gas and thermoelectric decoupling CHP in regional energy internet[J]. Power System Technology, 2018,42(11):3512-3520.
- [18] 刘方泽,牟龙华,张涛,等.微能源网多能源耦合枢纽的模型搭 建与优化[J].电力系统自动化,2018,42(14):91-98.
 LIU Fangze, MU Longhua, ZHANG Tao, et al. Modelling and optimization of multi-energy coupling hub for micro-energy network
 [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018,42(14):91-98.
- [19] 陈磊,徐飞,王晓,等. 储热提升风电消纳能力的实施方式及效 果分析[J]. 中国电机工程学报,2015,35(17):4283-4290.
 CHEN Lei, XU Fei, WANG Xiao, et al. Implementation and effect of thermal storage in improving wind power accommodation
 [J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(17):4283-4290.
- [20] 郝然,艾芊,朱字超,等. 基于能源集线器的区域综合能源系统 分层优化调度[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):171-178.
 HAO Ran, AI Qian, ZHU Yuchao, et al. Hierarchical optimal dispatch based on energy hub for regional integrated energy system
 [J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(6):171-178.





(13):43-50.

SHUI Yue, LIU Junyong, GAO Hongjun, et al. Two-stage distributed robust cooperative dispatch for electricity and natural gas energy systems considering uncertainty of wind power [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13):43-50.

- [22] ZHOU M, ZHAI J, LI G, et al. Distributed dispatch approach for bulk AC / DC hybrid systems with high wind power penetration [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33 (3) : 3325-3336.
- [23] MICHELENA N, PARK H, PAPALAMBROS P Y. Convergence properties of analytical target cascading [J]. Aiaa Journal, 2002, 41(5):897-905.
- [24] KARGARIAN A, MEHRTASH M, FALAHATI B. Decentralized implementation of unit commitment with analytical target cascading: a parallel approach [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 33(4):3981-3993.
- [25] 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):45-53.
 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): 45-53.

- [26] HE Y, YAN M, SHAHIDEHPOUR M, et al. Decentralized optimization of multi-area electricity-natural gas flows based on cone reformulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33 (4):4531-4542.
- [27] YAO Z, YUAN H, JIN M, et al. A mixed-integer linear programming approach to security-constrained co-optimization expansion planning of natural gas and electricity transmission systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6):6368-6378.

作者简介:



魏震波(1978—),男,四川成都人,副 教授,博士,主要研究方向为复杂系统及其 理论、电力系统安全稳定分析与控制及电 力市场(E-mail:weizhenbo@scu.edu.cn);

黄宇涵(1995—),男,四川内江人,硕 士研究生,主要研究方向为综合能源系统 (E-mail:465414223@qq.com)。

Decentralized coordinated dispatch for multiple integrated electricity-gas energy systems considering demand side management

WEI Zhenbo, HUANG Yuhan

(School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: In the light of multiple IEGESs (Integrated Electricity-Gas Energy Systems) with the coupled energy sources including power, gas and heating, a decentralized coordinated dispatch model for multiple IEGESs is proposed, which regards IEGESs with high penetration of wind power and IEGESs with low penetration as different stakeholders and takes the tie-line day-ahead dispatch planning into consideration. On the basis of modeling of a number of components like thermoelectric decoupling CHP (Cooling Heating and Power), and the demand side management with the satisfaction of customers taken into account is introduced in this model with an objective of maximizing economic and environmental benefits. The employed analytical target cascading method decomposes the single global variable (tie-line power) into two local variables, and then the component output plan is optimized by taking the local variables into their respective areas. A comprehensive system composed of three modified IEGESs is employed for simulation to verify the rationality and validity of the established model and solving method. Results show that with the coordination of tie-line interactive power, demand side management and thermoelectric decoupling CHP, the space-time matching degree of system source and load is increased and has more advantages on the aspects of economy, environment and consumptive ability of wind power. Furthermore, the decentralized coordinated dispatch approach based on analytical target cascading theory is better for regional autonomy optimization in multiple IEGESs in the coming background of open electricity market.

Key words: multiple integrated electricity-gas energy system; wind power accommodation; demand side management; coordination of source and load; decentralized coordinated dispatch; interactive power

ß	J	录

表 A1	CHP	不同ì	运行·	子模式	
------	-----	-----	-----	-----	--

Table A1	Different	operation	sub-modes	of	CHP
		° F * * * * * * * * *			

CHP 运行子模式	燃气轮机	ORC 设备	余热回收装置
模式1	0	0	0
模式 2	1	0	1
模式 3	1	1	0
模式 4	1	1	1

注:1表示机组或设备开机,0表示为关机状态。



图 A1 多区域互联综合能源系统结构示意图 Fig.A1 Structure map of multiple interconnected regional integrated energy systems



图 A2 三区域负荷和风电出力预测

Fig.A2 Prediction of load and output of wind power in three areas











Fig.A4 Unit output curves under independent operation mode in Area B





Fig.A5 Unit output curves under independent operation mode in Area C





Fig.A6 Charge-discharge power curve of battery under independent operation mode