

计及可靠性价值的综合能源系统设备优化配置

高雪倩, 刘文霞

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206)

摘要:为推动电网和终端分布式综合能源系统(DIES)以市场机制分摊对用户供能可靠性的责任,充分体现DIES的可靠性价值,提出了一种计及可靠性价值的综合能源系统设备优化配置方法。以计及可靠性的节点电能定价和DIES可靠性评估为基础,构建了考虑可靠性的DIES并网点电价估算模型。在此基础上,建立了兼顾设备优化配置及优化运行的双层协同规划模型,上层以规划DIES总收益最优为目标进行设备容量配置,下层计及可靠性增量价值,以运行收益最大为目标优化各机组出力。通过算例验证了计及可靠性价值的综合能源系统优化配置模型的有效性,并分析了用户负荷特性、用户用能可靠性要求以及配电网年负荷增长率对配置结果的影响。

关键词:综合能源系统;节点电价;可靠性价值;ISODATA聚类;自适应差分进化算法;协同优化配置

中图分类号:TM 715;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202111010

0 引言

当前,世界各国都在为促进可再生能源消纳、提高能源利用效率而大力发展综合能源供能系统,旨在通过多种能源的耦合互济和梯级利用,满足用户多类型、多品位能量的需求。同时,在外部电网和电网发生故障的情况下,通过内部多能源耦合提高供能可靠性^[1-2],降低对外部能源网络可靠性的深度依赖,这对于保障小概率事件发生时的重要用户安全性具有重要意义^[3]。随着综合能源系统IES(Integrated Energy System)应用的日益广泛,终端分布式综合能源系统DIES(Distributed Integrated Energy System)的供能能力和可靠性价值会逐步提高,在此情况下电网售电量减少,如果对并网点供电可靠性要求不变,将大幅降低电网设备利用率,最终导致整体电价的上涨。如何协调利用电网和终端DIES的可靠性能力,并以此为基础开展IES个性化配置成为亟待解决的问题,关乎于未来能源市场机制的制定^[4]以及整个能源系统的安全性和经济性。

根据研究对象范围可将现有的IES研究对象分为区域系统^[5-6]、城市系统^[7-8]和终端系统^[9-14]3类。终端系统因其可以就地满足用户需求,促进分布式可再生能源消纳,提高能源系统综合能效和运行可靠性、经济性,市场壁垒弱,产品较为成熟,故而具有广阔的应用前景和推广价值。近几年,针对IES规划和设备配置的研究已经取得了初步研究成果。文

献[9]以全生命周期成本最低和年CO₂排放量最小为优化目标,建立了多目标关键设备容量优化模型。文献[10]提出以焓效率衡量IES能量利用水平,以经济性和焓效率为目标的IES多目标规划模型。文献[11]分别建立了投资成本、运行成本、经济收益和环境收益模型,并以经济-环境效益最大化为目标实施了IES的设备容量优化配置。文献[12]设计了一种冷热电联供CCHP(Combined Cooling, Heating and Power)系统的三级协同整体优化方法,第一级以年一次能源利用率最高为目标优化设备选型,第二级以年CO₂排放量最少为目标优化设备容量,第三级以年运行成本最低为目标优化运行。该方法实现了CCHP系统的设备选型、容量配置及运行参数的整体优化,与采用传统的“以热定电”和“以电定热”运行策略设计的CCHP系统相比,该系统具有更高的一次能源利用率、更明显的温室气体减排效果和更显著的经济效益。上述文献在设备优化配置的目标上强调了能源利用效率、经济效益、环境效益多目标的协同,而现阶段环境和能源品质无法通过市场和政策机制转化为经济性,这样削弱了DIES运营商对投资回报的期待,甚至可能会造成投资亏损,不利于系统的可持续发展。鉴于IES运行的灵活性,现阶段大多数文献都采用了运行与规划一体化的建模方法,上层为多目标非线性设备优化配置模型,大多采用智能算法,如快速非支配排序的遗传算法(NSGA-II)^[10]、精英保留策略遗传算法^[13]等;下层为单目标非线性运行优化模型,有的采用智能算法直接求解,也有的将非线性转化为线性,利用数学方法或求解器求解。

综上,IES通过能源耦合和梯级利用能够为用户供给多种能源,改善能源利用效率和减少环境污染,同时提高供能可靠性,前三者的效果在规划中都可

收稿日期:2020-12-27;修回日期:2021-09-27

基金项目:国网山西省电力公司经济技术研究院科技项目(SGSXJY00PSJS1900022)

Project supported by the Science and Technology Project of Economic and Technological Research Institute of State Grid Shanxi Electric Power Company(SGSXJY00PSJS1900022)

通过目标函数体现出来^[9-14],而对于后者虽已有相关研究^[1-2],但DIES对供能可靠性贡献的经济性量化与利用较少涉及,也不能通过其他途径得到回报,这既不利于激励运营商投资IES,也使大电网投资效率面临挑战。

电力也是一种商品,商品的性能好(可靠性高)、成本高,电价就应该高,反之亦然。IES从大电网购电,本身就是一种市场行为,两者共同完成对用户的供能,同时也肩负保证可靠性的责任,因而两者间的电价应包含供电成本和可靠性成本两重因素,这样才能根据各自成本和责任的大小合理定价,以达到降低总体供能成本的目的。如何合理制定该电价也是未来微电网、综合能源、储能等接入电网的重要研究课题。目前,节点边际电价LMP(Locational Marginal Price)作为一种成熟的电力市场定价理论^[15-18],已经在国内外许多电力市场,如北美的PJM、MISO、CAISO、ERCOT以及欧洲、澳洲和新西兰等地区的电力市场中得到了成功的应用。LMP定义为满足某节点新增单位负荷需求时的系统边际成本,包括发电边际成本、边际损耗成本以及输电阻塞成本。节点电价是将可靠性引入电价机制的一种可行思路^[18],该定价方式可为综合能源并网点定价提供借鉴。

为此,本文以未来IES并网点的可靠性电价为基础,提出了一种计及可靠性价值的IES设备优化配置方法。首先,研究了可靠性电价定价方法,建立了DIES运营商并网点购电价格模型;在此基础上,考虑投资、运行、可靠性等综合效益,建立了以经济性最优为目标的DIES设备优化配置的双层规划模型。同时,计及设备故障和能源出力的双重不确定性以及源荷时序匹配性,针对概率性可靠性计算和双层优化相结合的复杂性,提出了一种实用化的模型求解方法,并深入分析了配电网与终端综合能源运营场景,厘清了成本和效益、主体责任间的关系,以期综合能源后续运营、规划以及市场机制设计提供参考。

1 考虑可靠性的DIES并网点电价估算方法

1.1 国内外输配电价定价方法

现有的输配电价定价方式主要有基于会计核算成本的综合成本定价法和基于微观经济学原理的边际成本定价法2类。综合成本法以成本核算为基础,将核算成本分摊到各类用户中,如邮票法、潮流追踪法等,其原理较为直观,易于实现,能保证电网收支平衡,但其价格不能反映电网资源的稀缺程度,不利于形成激励性价格信号,无法实现电网资源的优化配置。边际成本法可根据提供输配电服务时的长期或短期边际成本变动进行定价,但由于其仅反

映电网运行成本的变化,不能保证电网的收支平衡。

而在电力市场环境下,传统的同网同价模式不仅存在价格歧视,而且不能引导潜在市场参与者进行合理的消费,因此节点电价在电力市场机制下应运而生。由于配电网具有负荷分散程度大、结构复杂、投资不可分等特点,输电网节点电价定价方式给配电网的成本分摊带来了困难,可能无法应用到配电网节点定价中。

目前,英国作为首个在配电侧进行定价方法制定的国家,其定价方法主要有基于邮票法的成本分摊模型定价方法、基于潮流的成本分摊模型定价方法和长期增量成本法。其中,长期增量成本法的核心思想是通过计算节点注入功率的变化对全部元件的投资年限的影响所导致的系统总投资年度增量成本,从而获得节点电价^[19]。该方法避免了处理配电网负荷分散性大的问题以及分布式电源接入造成的基于潮流的配电网投资成本节点电价计算模型复杂度增加的问题,且能够通过考虑电网各元件的经济寿命前瞻性成本反映各节点对电网的使用程度,有效回收投资成本。

1.2 计及可靠性的配电网节点电能定价

本文借鉴输配电价定价方式,采用长期增量成本法,提出了计及可靠性的配电网节点售电定价方法。该方法是在量化评估负荷增长对区域供电可靠性及停电损失的影响的基础上,结合用户对供电可靠性的要求以及配电网对投资成本有效回收的要求提出的。

1.2.1 负荷增长对节点平均停电时间影响的量化

在多分段多联络配电系统中,对于任一馈线而言,在邻接馈线发生故障时为了能够通过联络开关动作分担故障馈线负荷,该馈线必须具有一定的转供裕度。有效运行率 η 是判别馈线在邻接馈线发生故障时,能够分担相应区段负荷并有效地进行切换的能力的指标。 η 等于包含邻接馈线故障时转供的负荷在内的馈线负荷电流与馈线短时间容许电流之比。馈线的有效运行率 $\eta \leq 100\%$ 表示该馈线有转供裕度,称之为适切馈线。某地区配电系统裕度可用适切馈线率 q 表示, q 等于该地区适切馈线数与总馈线数之比。

随着负荷的增长,配电系统裕度会下降,表现为 η 增大、 q 减小,从而影响可靠性。假设配电区域负荷和 η 的值都符合正态分布,则第 $y+1$ 年的适切馈线率 q_{y+1} 可根据第 y 年的适切馈线率 q_y 以及配电网年负荷增长率 φ 求出^[20]:

$$q_{y+1} = (1 + \varphi)q_y - K_1\varphi \quad (1)$$

式中: K_1 为取决于配电线路故障率的正常数。

而随着区域配电网适切馈线率 q 的减小,邻接

馈线可倒送电的区段数会减少,负荷节点年平均停电时间 U 就会增大。负荷增长对 U 值的影响与自动化程度有关,即系统自动化水平越高,完成负荷转供的时间与故障点修复所需要的时间相比越小, q 对 U 的影响程度就越大。本文假设 q 每提升10%, U 可降低5%。在求得 q_{y+1} 和已知 q_y 、负荷节点 i 第 y 年平均停电时间 $U_{i,y}$ 的前提下,可计算得到负荷节点 i 第 $y+1$ 年平均停电时间 $U_{i,y+1}$ 为^[18]:

$$U_{i,y+1} = U_{i,y} \left(1 - \frac{q_{y+1} - q_y}{q_y} K_2 \right) \quad (2)$$

式中: K_2 为取决于配电自动化水平的参数。

1.2.2 系统元件投资策略

为了兼顾电力用户对电能可靠性的要求以及合理保障电网投资成本有效回收,在电价长期增量成本计算过程中,采用以下2种电网投资策略来体现对上述两者的考虑:

1)当负荷节点 i 第 y 年平均停电时间 $U_{i,y}$ 超过该节点用户可靠性要求 U'_i ,即用户所需供电可靠性得不到保障时,将引发新投资;

2)当负荷节点 i 第 y 年期望停电损失 $C_{EDC,i,y}$ 超过该节点第 y 年分摊年成本 $A_{i,y}$ 时,将引发新投资。

负荷节点期望停电损失计算公式为:

$$C_{EDC,i,y} = p \vartheta_{EENS,i,y} = p D_{i,y} U_{i,y} \quad (3)$$

式中: p 为单位停电损失,取35.455元/(kW·h); $\vartheta_{EENS,i,y}$ 为负荷节点 i 第 y 年期望缺供电量; $D_{i,y}$ 为负荷节点 i 第 y 年平均负荷。

负荷节点 i 第 y 年分摊年成本 $A_{i,y}$ 按负荷比例对电网总投资成本折年值进行分摊。电网总投资成本 B 由固定成本和可变成本两部分构成,固定成本为配电系统投资建设费用 B_{fix} ,可变成本为配电系统运行费用 B_{op} ,取总成本的30%^[21]。

$$A_{i,y} = A_{i,\phi} \eta_{AF} = \frac{D_{i,y}}{n} (B_{fix} + B_{op}) \eta_{AF} \quad (4)$$

$$\eta_{AF} = \frac{1}{\frac{1}{d} - \frac{1}{d(1+d)^l}} \quad (5)$$

式中: $A_{i,\phi}$ 为负荷节点 i 所在配电系统总成本; η_{AF} 为年金因子,是将投资成本分摊到投资年限每一年的系数; n 为分摊成本的负荷节点总数; d 为贴现率,取0.067; l 为电网元件寿命,取40a。

1.2.3 电价计算方法

从计算初年($y=0$)开始,依据 q_0 、 $U_{i,0}$ 、 φ ,利用式(1)、(2)计算第 y ($y=1, 2, \dots$)年的 $U_{i,y}$ 以及 $C_{EDC,i,y}$ 直至满足系统元件投资策略,则负荷节点 i 引发投资的年份为 $T_i = y - 1$ 。从而可计算得到考虑负荷增长率的等效初始年平均停电时间 $U_{i,\Delta}$ 和配电网节点 i 在

原有负荷基础上注入单位功率 ΔD_{in} 后引发投资的时间 $T_{i,inject}$,分别如式(6)、(7)所示。继而可计算配电网节点 i 注入单位功率前后的投资成本现值 $C_{PV,i}$ 和 $C_{PV,i,inject}$ 、年增量投资成本 ΔC_i 以及配电网节点电价 λ_i ,如式(8)所示。配电网节点 i 电价 λ_i 与单位电能其他成本 δ (包括发电边际成本、边际损耗成本、输电阻塞成本等)之和为配电网节点 i 销售电价 $\chi_{price,i}$,如式(9)所示。

$$U_{i,\Delta} = \frac{A_{i,y}}{p D_{i,0} (1+\varphi)^{T_i}} \quad (6)$$

$$T_{i,inject} = \frac{\ln [D_{i,0} (1+\varphi)^{T_i}] - \ln (D_i + \Delta D_{in})}{\ln (1+\varphi)} \quad (7)$$

$$\begin{cases} C_{PV,i} = \frac{A_{i,\phi}}{(1+d)^{T_i}}, & C_{PV,i,inject} = \frac{A_{i,\phi}}{(1+d)^{T_{i,inject}}} \\ \Delta C_i = (C_{PV,i,inject} - C_{PV,i}) \eta_{AF}, & \lambda_i = \frac{\Delta C_i}{\Delta D_{in}} \end{cases} \quad (8)$$

$$\chi_{price,i} = \delta + \lambda_i \quad (9)$$

1.3 DIES并网点电价估算方法

在已知并网点电能定价方法的基础上,当DIES配置一定时,对DIES进行可靠性评估,根据DIES用户可靠性要求反推并网点电能可靠性需求,继而可反求出该配置下的并网点电价 $\chi_{price,i}$,据此可在优化配置中计算运行成本。

作为能源管网的终端能源耦合供应系统,DIES是一种典型的供能负荷需求系统,其结构见图1,包括CCHP系统、电制冷机EC(Electricity to Cold)、电-热设备EH(Electricity to Heat)、电储能ES(Electricity Storage)、热储能HS(Heat Storage)、冷储能CS(Cold Storage)、光伏PV(Photo Voltaic)、风电等设备以及电、热、冷3种负荷。IES可靠性评估方法可以分为模拟法和解析法2类^[1-2,22]:常用的模拟法能考虑设备故障和源荷不确定性且能兼顾源荷时序匹配性,但是其精度是以计算效率为代价的;而解析法针对确定性、元件较少或元件低失效概率的系统更为有效。

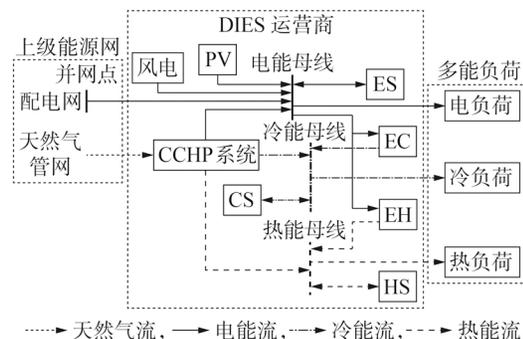


图1 DIES结构图

Fig.1 Structure diagram of DIES

规划阶段以核算电价为目的的可靠性评估应满足计算效率高和鲁棒性原则。为此,本文采用场景法^[23]和故障模式影响分析法^[24]相结合的解析法^[22]进行DIES可靠性评估。首先,基于年时序源荷特性(光伏-风电-多能负荷)进行场景聚类,将不确定性转化为多个概率确定型场景。继而采用解析法,根据不同源荷场景和故障场景组合进行故障后果分析,统计并计算可靠性指标。

1)基于ISODATA(Iterative Self Organizing Data Analysis Techniques Algorithm)聚类的离线源荷概率多场景生成。

为避免传统 k -means方法对初始聚类类簇设定依赖度高的缺点,本文采用自适应调整聚类类簇数以提高聚类精度的ISODATA聚类方法^[25]。将各初始场景到聚类中心平均距离 D_{ave} 作为总目标函数,将年时序风电、光伏的出力以及多能负荷集合转化为五维坐标轴的点集,各聚类中心对应参数代表每个类簇的典型场景参数,通过不断优化各类簇间距离函数获得 N_L 个最优典型场景,并计算各场景概率 $P_x(x=1, 2, \dots, N_L)$ 。自适应调整类簇数策略为:当聚类结果某一类中样本数小于期望得到总类簇数的一半,或类簇标准差大于要求值时,进行类簇分裂,反之则进行类簇合并。其中 D_{ave} 计算公式如下:

$$D_{ave} = \frac{1}{N_c} \sum_{e=1}^{N_c} \sum_{Z \in S_e} |Z - Z_e| \quad (10)$$

式中: N_c 为聚类中心个数; Z 为 S_e 类簇中元素, Z_e 为其聚类中心。

2)DIES故障场景生成及其概率确定。

待评估时间段设置为一年,将DIES中各种设备和上级能源网看作DIES中的元件,各元件采用如附录A图A1所示两状态模型。DIES共有 N_c 个元件,则共有 $2^{N_c}-1$ 个故障场景,第 u 个故障场景概率 P_u 可表示为:

$$\begin{cases} P_u = \prod_{k=1}^{N_c-N_{f,u}} P_k \prod_{k=1}^{N_{f,u}} Q_k, P_k = \frac{\mu_k}{\mu_k + \lambda_k}, Q_k = 1 - P_k \\ P_1 = \frac{8760 - U'_i}{8760}, \mu_k = \frac{8760}{r_k} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $N_{f,u}$ 为第 u 个故障场景中失效元件数; P_k 和 Q_k 分别为第 k 个元件工作和失效概率; μ_k 、 λ_k 和 r_k 分别为DIES中第 k 个元件的修复率、故障率和平均修复时间; $k=1$ 时表示配电网。

3)基于故障模式影响分析法的故障后果分析。

通过分析DIES能源耦合供给关系,确定各源荷场景与DIES故障场景组合场景的故障后果。以CCHP系统故障为例进行分析,CCHP系统故障会影响电、热、冷3种能源供应。其中,电负荷可由光伏、

风电、上级配电网供应,ES作为备用;热负荷在供电电负荷有剩余且能满足EH出力约束的情况下由EH供应,HS作为备用;冷负荷在供电电负荷有剩余且能满足EC出力约束的情况下由EC供应,CS作为备用。根据上述故障后果分析方法,可确定第 x 个源荷场景第 u 个DIES故障场景下第 m 种能源供应情况 $I_{x,u,m}$ ($I_{x,u,m}=0$ 时表示缺供, $I_{x,u,m}=1$ 时表示供应正常)以及能源缺供量 $P_{x,u,m}^{cut}$,其中 $m=1, 2, 3$ 分别表示电、热、冷能。

4)可靠性指标统计。

本文选取平均供电可用率指标ASAI(Average Service Availability Index)和缺供能量期望LOEE(Loss Of Energy Expectation)指标作为DIES售能可靠性指标,分别从时间和能量2个角度评估DIES供电可靠性,具体如下:

$$\begin{cases} \vartheta_{ASAI,m} = 1 - \sum_{x=1}^{N_L} \sum_{u=1}^{2^{N_c}-1} P_x P_u I_{x,u,m} \\ \vartheta_{LOEE,m} = \sum_{x=1}^{N_L} \sum_{u=1}^{2^{N_c}-1} P_x P_u P_{x,u,m}^{cut} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $\vartheta_{ASAI,m}$ 和 $\vartheta_{LOEE,m}$ 分别为DIES用户第 m 种能源的ASAI和LOEE指标值。

在DIES配置一定的前提下,设置多个并网点电能可靠性水平 U'_i ,由大到小依次计算DIES供电可靠性指标,直至满足用户可靠性要求,即可确定并网点电能可靠性需求,从而确定并网点电价。离线进行源荷场景聚类,将结合DIES可靠性解析计算方法和计及可靠性的配电网节点电能计算方法的并网点电价计算过程内嵌于设备规划模型中,用于在线求解,该过程提高了方法的实用性。

2 计及可靠性增量价值的DIES双层设备优化配置模型

在并网点可靠性电价机制和用户需求一定的条件下,成本低是DIES取得经济性最优的重要因素,成本包括投资和运行成本。其中,运行成本取决于购能价格和能源消耗两方面因素。若设备配置容量大,则投资成本高,而可靠性收益大、电价相对较低,从而运行成本低;反之,投资成本低导致运行成本高。因此,本文所提出的设备配置方法是在投资成本与运行成本间寻找综合成本最低点。

为此,本文建立基于设备投资全寿命周期,以DIES年收益最大为目标,包含配置与运行的双层DIES设备优化模型。上层为DIES设备容量配置模型,配置满足源荷充裕性的设备容量后将配置方案传给DIES并网点电价估算模型,估算DIES购电电价,继而将得到的电价和配置方案传给下层进行运行优化计算。下层为计及可靠性价值的运行优化模

型,最大化DIES年运营收益后并将其返回上层。上层计算得到该配置方案的总收益等年值。总收益等年值(总经济性)最优方案,即为待求方案。

2.1 上层容量配置模型

2.1.1 目标函数

上层模型以DIES运营商总收益等年值 f 最大为目标,进行DIES设备容量配置,其决策变量为 S_{CCHP} 、 S_{EC} 、 S_{EH} 、 S_{ES} 、 S_{HS} 、 S_{CS} ,分别表示待配置CCHP系统、EC、EH、ES、HS、CS容量,其中前三者单位为kW,后三者单位为kW·h。上层目标函数为:

$$\begin{aligned} \max f &= R_{\text{profit}} - C_{\text{invest}} \quad (13) \\ R_{\text{profit}} &= \sum_{c=1}^3 R_{\text{profit}}^c T_{\text{days}}^c \\ C_{\text{invest}} &= C_{\text{inv}} + C_{\text{op}} - C_{\text{res}} \\ C_{\text{inv}} &= \sum_{z=1}^{N_{\text{type}}} K_z S_z \frac{d(1+d)^{l_{\text{DIES}}}}{(1+d)^{l_{\text{DIES}}}-1} \end{aligned}$$

式中: R_{profit} 为DIES运营商年运营净收益; C_{invest} 为DIES运营商全寿命周期建设投资年折算成本; C_{inv} 为设备投资成本; C_{op} 为运行维护成本,包括人工费和维修费,取初始投资的3%; C_{res} 为设备残值,取初始投资的5%; N_{type} 为设备种类数,本文共6种待规划设备; K_z 为第 z 类设备的单位容量建设成本,单位为元/kW或元/(kW·h); S_z 为第 z 类设备的配置容量; l_{DIES} 为DIES设备寿命期望值,取20a; R_{profit}^c 为各典型日的日运营收益,由下层运行优化得到, T_{days}^c 为各典型日天数, $c=1,2,3$ 分别表示过渡季、供冷季、供暖季这3种典型日场景。

2.1.2 约束条件

设备配置方案需满足以下用户用能可靠性要求:

$$\vartheta_{\text{ASAI},m} \geq \sigma_{\text{ASAI},m}, \vartheta_{\text{LOEE},m} \leq \sigma_{\text{LOEE},m} \quad (14)$$

式中: $\sigma_{\text{ASAI},m}$ 、 $\sigma_{\text{LOEE},m}$ 为DIES用户对第 m 种能源的用能可靠性要求,分别具体为ASAI和LOEE指标值的约束下限和上限。

2.2 下层运行优化模型

2.2.1 目标函数

下层运行优化模型以DIES运营商单日运营收益最高为目标,通过优化调度DIES中各设备(CCHP系统、EC、EH、ES、HS、CS)在不同时段的出力,满足电、热、冷多能负荷的需求,同时获得从上级配电网购置的电功率以及单位时间内从天然气网购买的天然气量。决策变量为 t 时段CCHP系统输出电功率 P_{eCCHP}^t 、EC输入电功率 P_{eEC}^t 、EH输入电功率 P_{eEH}^t 、ES充电功率 P_{chES}^t 、ES放电功率 P_{disES}^t 、HS储热功率 P_{chHS}^t 、HS放热功率 P_{disHS}^t 、CS储冷功率 P_{chCS}^t 、CS放冷功率 P_{disCS}^t 、DIES购电量 P_{EN}^t 、DIES购气量 V_{CCHP}^t 、储能充放能的0-1变量 n_{XS}^t ($n_{\text{XS}}^t=1$ 时表示储能, $n_{\text{XS}}^t=0$ 时表示放能,其中 $X \in \{E, H, C\}$,分别表示ES、HS、CS)。

运营收益为售能收入 R_{sell} 与购能成本 C_{buy} 之差,其计算公式如下:

$$\begin{aligned} \max R_{\text{profit}} &= R_{\text{sell}} - C_{\text{buy}} \quad (15) \\ R_{\text{sell}} &= R_{\text{e}} + R_{\text{h}} + R_{\text{c}} = \gamma_{\text{e}} \sum_{t=1}^{24} L_{\text{e}}^t + \gamma_{\text{h}} \sum_{t=1}^{24} L_{\text{h}}^t + \gamma_{\text{c}} \sum_{t=1}^{24} L_{\text{c}}^t \\ C_{\text{buy}} &= C_{\text{g}} + C_{\text{e}} = \lambda_{\text{g}} \sum_{t=1}^{24} V_{\text{CCHP}}^t + \chi_{\text{price},i} \sum_{t=1}^{24} P_{\text{EN}}^t \end{aligned}$$

式中: R_{e} 、 R_{h} 、 R_{c} 分别为售电收入、售热收入、售冷收入; γ_{e} 、 γ_{h} 、 γ_{c} 分别为售电、热、冷价格; L_{e}^t 、 L_{h}^t 、 L_{c}^t 分别为 t 时段电、热、冷负荷; C_{g} 、 C_{e} 分别为购气成本、购电成本; λ_{g} 为购气价格。

2.2.2 约束条件

1) 能量转换约束。

$$\begin{cases} P_{\text{eCCHP}}^t = P_{\text{CCHP}}^t \eta_{\text{eCCHP}} = V_{\text{CCHP}}^t \beta \eta_{\text{eCCHP}} / \Delta t \\ P_{\text{hCCHP}}^t = P_{\text{CCHP}}^t \eta_{\text{h-cCCHP}} K_{\text{h}} \\ P_{\text{cCCHP}}^t = P_{\text{CCHP}}^t \eta_{\text{h-cCCHP}} K_{\text{c}} \eta_{\text{CCHP,AC}} \\ P_{\text{eEC}}^t = \eta_{\text{EC}} P_{\text{eEC}}^t, P_{\text{eEH}}^t = \eta_{\text{EH}} P_{\text{eEH}}^t \\ P_{\text{X}}^t = P_{\text{X}}^{t-1} + P_{\text{chXS}}^t \Delta t \eta_{\text{chXS}} - P_{\text{disXS}}^t \Delta t / \eta_{\text{disXS}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: P_{hCCHP}^t 、 P_{eCCHP}^t 、 P_{cCCHP}^t 分别为 t 时段CCHP系统输出热、冷功率和输入功率; η_{eCCHP} 、 $\eta_{\text{h-cCCHP}}$ 、 $\eta_{\text{CCHP,AC}}$ 分别为CCHP系统气转电效率、气转热效率、制冷系数; β 为天然气低位热值,取10.8kW·h/m³; Δt 为每时段的时间长度,取1h; K_{h} 、 K_{c} 分别为CCHP系统的产热、产冷调度因子,且 $K_{\text{h}} + K_{\text{c}} \leq 1$; P_{eEC}^t 为 t 时段EC输出冷功率; η_{EC} 、 η_{EH} 分别为EC制冷系数、EH电转热效率; P_{eEH}^t 为 t 时段EH输出热功率; P_{X}^t 为 t 时段储能能量; η_{chXS} 、 η_{disXS} 分别为储能充、放能效率。

2) 能量平衡约束。

$$\begin{cases} L_{\text{e}}^t + P_{\text{eEC}}^t + P_{\text{chES}}^t + P_{\text{eEH}}^t = P_{\text{eCCHP}}^t + P_{\text{PV}}^t + P_{\text{WIND}}^t + P_{\text{EN}}^t + P_{\text{disES}}^t \\ L_{\text{c}}^t + P_{\text{chCS}}^t = P_{\text{cCCHP}}^t + P_{\text{eEC}}^t + P_{\text{disCS}}^t \\ L_{\text{h}}^t + P_{\text{chHS}}^t = P_{\text{hCCHP}}^t + P_{\text{eEH}}^t + P_{\text{disHS}}^t \end{cases} \quad (17)$$

式中: P_{PV}^t 、 P_{WIND}^t 分别为 t 时段光伏、风电出力。

3) 设备出力约束。

$$\begin{cases} P_{\text{eCCHP}}^{\min} \leq P_{\text{eCCHP}}^t \leq S_{\text{CCHP}}, 0 \leq P_{\text{EN}}^t \leq P_{\text{EN}}^{\max} \\ P_{\text{eEC}}^{\min} \leq P_{\text{eEC}}^t \leq S_{\text{EC}}, P_{\text{eEH}}^{\min} \leq P_{\text{eEH}}^t \leq S_{\text{EH}} \end{cases} \quad (18)$$

式中: P_{eCCHP}^{\min} 、 P_{EN}^{\max} 、 P_{eEC}^{\min} 、 P_{eEH}^{\min} 分别为CCHP系统电出力下限、从上级配电网购电功率上限、EC冷出力下限、EH热出力下限。

4) 储能运行约束。

储能采用广义储能系统通用模型进行出力建模,其约束条件包括周期始末约束、上下限约束、充放能功率约束等,表达式如下:

$$\begin{cases} P_{\text{X}}^{24} = P_{\text{X}}^1, P_{\text{X},\min} \leq P_{\text{X}}^t \leq S_{\text{XS}}, 0 \leq P_{\text{chXS}}^t \leq n_{\text{XS}}^t P_{\text{chXS},\max} \\ 0 \leq P_{\text{disXS}}^t \leq (1 - n_{\text{XS}}^t) P_{\text{disXS},\max} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{\text{X},\min}$ 为储能能量下限; $P_{\text{chXS},\max}$ 、 $P_{\text{disXS},\max}$ 分别为储能充、放能上限。

163.65万元,运维成本4.91万元,设备残值8.18万元,运行收益837.97万元。

虽然方法1比方法2的投资成本高了8.85万元,但由于购电可靠性与电价更低,运行收益和总收益均有明显提升,分别提升了16.71万元和8.04万元。这说明采用可靠性电价能够通过运营商收益提升有效激励运营商通过自建终端DIES并增加设备冗余配置,降低对从配电网购电可靠性的要求。DIES收益的提升来源于自身投资的增加和对购买电能可靠性要求的降低。而配电网根据DIES可靠性要求降低供电可靠性、延缓投资,投资年折算成本降低了32.24%,在保障自身收益的前提下降低电价,达到配电网与DIES以市场机制分摊对用户供能可靠性的目的,从而有效提升配电网资产利用率。

3.3 用户负荷特性对配置结果的影响

为研究负荷特性差异对配置方案的影响,本文选取某小型工业园区作为对比。该工业园区典型日负荷特性见附录A图A8,电负荷昼夜差别较小,热负荷不同季节变化较小且维持在较高水平,供暖季也有一定的冷负荷稳定存在。用于可靠性计算的年负荷曲线见附录A图A9,风电、光伏全年出力曲线同科技园区,源荷概率多场景聚类结果见附录A图A10。

设备配置结果如表3所示。优化结果如下:DIES购电年平均停电时间为18.2 h/a,购电可用率为0.9979,购电价格为0.4737元/(kW·h),总收益等年值为1213.3万元,其中投资成本233.82万元,运维成本7.01万元,设备残值18.43万元,运行收益1442.5万元。

表3 工业园区IES设备配置结果

Table 3 Configuration results of devices for IES in industrial park

设备	容量/kW	设备	容量/(kW·h)
CCHP系统	2207.6	ES	10
EC	2564.54	HS	10
EH	3046.79	CS	10

与科技园区相比,工业园区配置的CCHP系统、EC、EH容量上升,ES、HS容量下降。这是因为工业园区热冷负荷稳定存在,尤其热负荷在不同季节均维持在较高水平,各季节冷负荷也均存在,未出现科技园区供暖季没有冷负荷的现象。在这种情况下,CCHP系统联合供应热冷负荷经济优势突出,容量大幅提升。作为备用供能设备,冷负荷直接单独供能设备即EC容量上升,热负荷直接单独供能设备即EH容量上升。虽然配置设备容量较大,投资较高,但DIES自我保障可靠性能力较强,配置购电可靠性较低,电价较低,工业园区整体负荷水平较高且平稳,运行收益较高,因而总收益较科技园区提升明显。

由上述分析可得,在本文所提DIES并网点电价机制下,当冷热电负荷整体水平较高且均平稳存在时,应提升CCHP系统设备配置容量,EC、EH等单独供能设备作为备用容量会相应提升;当整体水平不稳定且各类负荷差距较大时,应降低CCHP系统容量,并适当配置ES、HS等储能设备。

3.4 用户用能可靠性要求对配置结果的影响

DIES用户用能可靠性要求不同,本文模型配置结果和效果有所不同。假设电热冷用户用能可靠性要求相同,附录A表A5为在不同的用能可靠性要求(ASAI)下的设备配置结果。图3为投资、电价、收益随用户用能可靠性要求的变化情况。

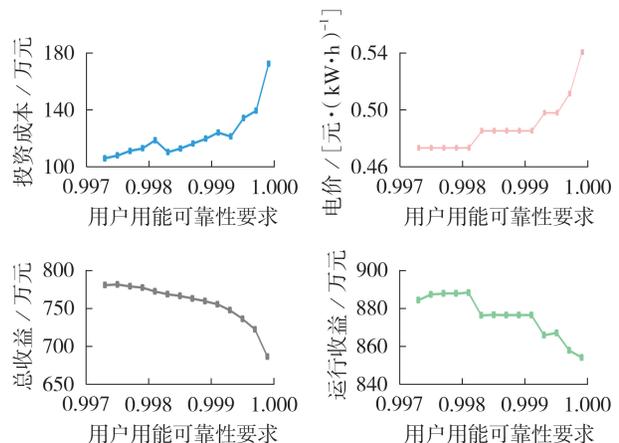


图3 投资、电价、收益随用户用能可靠性要求的变化

Fig.3 Variation of investment, electricity price and revenues vs. users' energy supply reliability requirements

不同用户用能可靠性要求的设备配置结果中,各供热路径设备(CCHP系统、EH、HS)和各供冷路径设备(CCHP系统、EC、CS)呈现明显的互补特性,其中由于CCHP系统、EC制冷效率高,经济性更好,CS配置结果始终为最小值。

优化配置结果是在购电可靠性与设备配置容量间的均衡。购电电价特性如附录A图A11所示,呈现电价随购电可靠性的提升阶梯状增长且购电可靠性越高梯度越密集、增长速度越快的特点。

当ASAI大于0.9975时,购电可靠性随用户用能可靠性要求的增加而提升,价格随之阶梯状增加,运行收益随之阶梯状降低,且阶梯长度逐渐缩短,变化速度逐渐加快。在同一购电可靠性下,设备投资费用随用户用能可靠性要求的增加而增加。且购电可靠性较高的区段投资费用增长速度较快,从而导致总收益随用户用能可靠性要求的增加而加速降低。当ASAI小于0.9975时,总收益变化较小。这是因为用户用能可靠性要求较低,电能可直接通过购买电网可靠性和价格均较低的电来满足用户要求,而为满足用户冷、热供能需要,则需配置一定的能源转换设备。虽然设备配置容量随可靠性要求降低而减

少,投资费用降低,但由于当购电年平均停电时间大于18.2 h时,购电价格不再降低,因此运行收益随可靠性要求的降低而降低,故而当运行收益降低幅度大于设备投资降低幅度时,总收益不再随用户用电器可靠性要求的降低而增加。

3.5 年负荷增长率 φ 对配置结果的影响

上述电价计算方法中取配电网年负荷增长率 φ 为1.2%,当 φ 不同时并网点电价特性随之改变,如附录A图A12所示。当 φ 增大时,阶梯状电价特性整体梯度减小且高可靠性电价相对较低,但当 φ 为0.4%~1.2%时低可靠性电价随 φ 的增加而整体增大,且增幅相对较大,当 φ 为1.2%~2%时低可靠性电价随 φ 的增加而整体降低,且降幅相对较小。各电价特性设立的并网点可靠性等级见附录A表A6。附录A表A7为不同 φ 下(即不同电价特性下)的配置结果。图4为购电可靠性、电价、总收益随 φ 的变化情况。

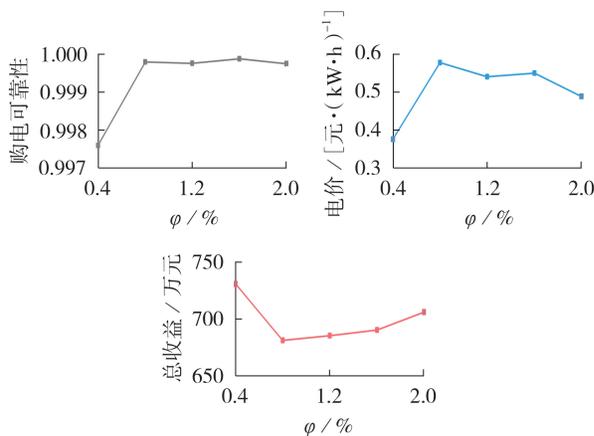


图4 购电可靠性、电价、总收益随年负荷增长率的变化
Fig.4 Variation of power purchase reliability,electricity price and total revenue vs. annual load growth rate

由附录A图A12、附录A表A7、图4可知, φ ($\varphi=0.4\%$)较小时,低可靠性电价效应明显,即低可靠性电价较低,低可靠性电能和高冗余配置经济性更佳,配置CCHP系统、ES容量较大。ES作为低可靠性电能的缓冲设备,可通过充放电实现电能可靠性的提升,从而为EC、EH等电供能设备以及用户供电,保障EC和EH供冷、热能以及用户供电的可靠性,CCHP系统作为电、冷、热能的备用供能路径,保障3种能源的供能可靠性。此时由于低电价效应显著,虽然设备容量较大,总收益仍较高。 φ ($\varphi>0.4\%$)较大时,低可靠性电价效应不明显,配置电能可靠性整体较高,配置结果是在购电可靠性与电价以及设备配置容量间的均衡,整体呈现随 φ 增加总收益增大的趋势。除 $\varphi=1.6\%$ 外购电可靠性变化较小,因此配置设备投资变化不大,电价对总收益影响较大,电

价高则总收益低,电价低则总收益高,而电价取决于电价特性。 $\varphi=1.6\%$ 时购电可靠性较高,由于电价特性的原因,电价和 $\varphi=1.2\%$ 时配置电能的电价差别较小,而配置设备投资较小,因而总收益较高。

4 结论

针对终端IES与配电网配置冗余问题,本文提出了计及可靠性的IES并网点电价估算方法,进而建立了计及可靠性价值的IES设备优化配置模型,仿真结果验证了模型的有效性,并得到以下结论。

1)实施计及可靠性的DIES并网点电价,能够有效激励终端运营商通过构建DIES配置冗余设备提升自我保障供能可靠性的能力,同时降低对电网电能可靠性的依赖,降低电网冗余配置,提升电网资产利用率,从而有效协调终端系统与电网可靠性能力,达到以市场机制分摊对用户供能可靠性责任的目的。

2)在计及可靠性的DIES并网点电价机制下,用户可靠性要求越高,配置能源耦合设备容量越大,且运营商总收益在一定范围内随用户可靠性要求的降低而减速增加;当可靠性要求一定时,电热冷负荷整体水平越高且各类负荷存在较稳定,CCHP系统设备配置容量越大,储电设备容量越小,购电可靠性越低;配电网年负荷增长率在一定范围内越高,电价梯度越小,配置DIES购电电价越低,运营商总收益越大。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 葛少云,李吉峰,刘洪,等.考虑多能耦合及品位差异的含储能微网可靠性评估[J].电力系统自动化,2018,42(4):165-173. GE Shaoyun,LI Jifeng,LIU Hong,et al. Reliability evaluation of microgrid containing energy storage system considering multi-energy coupling and grade difference[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(4):165-173.
- [2] 刘文霞,杨粤,李征洲,等.考虑多能流传输与热惰性的综合能源系统序贯模拟可靠性评估[J].电力自动化设备,2020,40(7):10-18. LIU Wenxia,YANG Yue,LI Zhengzhou,et al. Reliability evaluation of integrated energy system considering multi-energy flow transmission and thermal inertia based on sequential simulation[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(7):10-18.
- [3] 贾宏杰,穆云飞,侯恺,等.能源转型视角下城市能源系统的形态演化及运行调控[J].电力系统自动化,2021,45(16):49-62. JIA Hongjie,MU Yunfei,HOU Kai,et al. Morphology evolution and operation regulation of urban energy system from perspective of energy transition[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(16):49-62.
- [4] 李雪,孙霆锴,侯恺,等.地震灾害下海岛综合能源系统韧性评估方法研究[J].中国电机工程学报,2020,40(17):5476-5493. LI Xue,SUN Tingkai,HOU Kai,et al. Evaluating resilience of island integrated energy systems with earthquake[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(17):5476-5493.

- [5] 刘天琪,曾红,何川,等. 考虑电转气设备和风电场协同扩建的气电互联综合能源系统规划[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):144-151.
LIU Tianqi,ZENG Hong,HE Chuan,et al. Planning of integrated gas and electricity system considering coordinated expansion of power-to-gas facilities and wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):144-151.
- [6] 杨楠,黄禹,董邦天,等. 基于多主体博弈的电力-天然气综合能源系统联合规划方法研究[J]. 中国电机工程学报,2019,39(22):6521-6533.
YANG Nan,HUANG Yu,DONG Bangtian,et al. Research on the joint planning method of electricity-gas integrated energy system based on multi-agent game[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(22):6521-6533.
- [7] 黄武靖,张宁,董瑞彪,等. 多能源网络与能量枢纽联合规划方法[J]. 中国电机工程学报,2018,38(18):5425-5437.
HUANG Wujing,ZHANG Ning,DONG Ruibiao,et al. Coordinated planning of multiple energy networks and energy hubs [J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(18):5425-5437.
- [8] 崔全胜,白晓民,董伟杰,等. 用户侧综合能源系统规划运行联合优化[J]. 中国电机工程学报,2019,39(17):4967-4981,5279.
CUI Quansheng,BAI Xiaomin,DONG Weijie,et al. Joint optimization of planning and operation in user-side multi-energy systems[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(17):4967-4981,5279.
- [9] 刘维康,王丹,余晓丹,等. 考虑电气转换储能和可再生能源集成的微能源网多目标规划[J]. 电力系统自动化,2018,42(16):11-20,72.
LIU Weikang,WANG Dan,YU Xiaodan,et al. Multi-objective planning of micro energy network considering P2G-based storage system and renewable energy integration[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(16):11-20,72.
- [10] 胡泉,尚策,陈东文,等. 考虑能量品质的区域综合能源系统多目标规划方法[J]. 电力系统自动化,2019,43(19):22-38,139.
HU Xiao,SHANG Ce,CHEN Dongwen,et al. Multi-objective planning method for regional integrated energy systems considering energy quality[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(19):22-38,139.
- [11] 刘泽健,杨莘,许志荣. 考虑典型日经济运行的综合能源系统容量配置[J]. 电力建设,2017,38(12):51-59.
LIU Zejian,YANG Ping,XU Zhirong. Capacity allocation of integrated energy system considering typical day economic operation[J]. Electric Power Construction,2017,38(12):51-59.
- [12] 赵峰,张承慧,孙波,等. 冷热电联供系统的三级协同整体优化设计方法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(15):3785-3793.
ZHAO Feng,ZHANG Chenghui,SUN Bo,et al. Three-stage collaborative global optimization design method of combined cooling heating and power[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(15):3785-3793.
- [13] 罗艳红,梁佳丽,杨东升,等. 计及可靠性的电-气-热能量枢纽配置与运行优化[J]. 电力系统自动化,2018,42(4):47-54.
LUO Yanhong,LIANG Jiali,YANG Dongsheng,et al. Configuration and operation optimization of electricity-gas-heat energy hub considering reliability[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(4):47-54.
- [14] 曾博,徐富强,刘一贤,等. 综合考虑经济-环境-社会因素的多能耦合系统高维多目标规划[J]. 电工技术学报,2021,36(7):1434-1445.
ZENG Bo,XU Fuqiang,LIU Yixian,et al. High-dimensional multiobjective optimization for multi-energy coupled system planning with consideration of economic, environmental and social factors[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2021,36(7):1434-1445.
- [15] CARAMANIS M,BOHN R,SCHWEPPE F C. Optimal spot pricing: practice and theory[J]. IEEE Power Engineering Review,1982,101(9):3234-3245.
- [16] LIU Y,LI J,WU L. Distribution system restructuring:distribution LMP via unbalanced ACOFF[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2018,9(5):4038-4048.
- [17] 陆展辉,荆朝霞,陈柏柯. 电力现货市场前瞻优化的周期选择[J]. 电力系统自动化,2021,45(12):84-91.
LU Zhanhui,JING Zhaoxia,CHEN Boke. Period selection of look-ahead optimization for electricity spot market[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(12):84-91.
- [18] 周晶晶,袁越,李振杰,等. 计及供电可靠性的配电网节点电价计算方法[J]. 电力系统自动化,2016,40(7):42-48.
ZHOU Jingjing,YUAN Yue,LI Zhenjie,et al. Calculation method of nodal price in distribution network considering power supply reliability[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(7):42-48.
- [19] LI F,TOLLEY D L. Long-run incremental cost pricing based on unused capacity[J]. IEEE Transaction on Power Systems,2007,22(4):1683-1689.
- [20] 陈文高. 配电系统可靠性实用基础[M]. 北京:中国电力出版社,1998:139-168.
- [21] ZHANG Y,LI F,HU Z,et al. Quantification of low voltage network reinforcement costs: a statistical approach[J]. IEEE Transaction on Power Systems,2013,28(2):810-818.
- [22] 李文沅. 电力系统风险评估:模型、方法和应用[M]. 北京:科学出版社,2006:79-113.
- [23] PU Yuchen,LI Qi,ZOU Xueli,et al. Optimal sizing for an integrated energy system considering degradation and seasonal hydrogen storage[J]. Applied Energy,2021,302:117542.
- [24] 刘文霞,杨梦瑶,马铁,等. 主动配电系统中失联分布式电源差异化就地控制策略优化[J]. 电力系统自动化,2020,44(11):32-40.
LIU Wenxia,YANG Mengyao,MA Tie,et al. Optimization of differentiated local control strategy for distributed generator with communication failure in active distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(11):32-40.
- [25] 何鹏,吴浩,曾诚,等. Truser:一种基于可信用户的服务推荐方法[J]. 计算机学报,2019,42(4):851-863.
HE Peng,WU Hao,ZENG Cheng,et al. Truser:an approach to service recommendation based on trusted users[J]. Chinese Journal of Computers,2019,42(4):851-863.
- [26] 刘文霞,李征洲,杨粤,等. 计及需求响应不确定性的综合能源系统协同优化配置[J]. 电力系统自动化,2020,44(10):41-49.
LIU Wenxia,LI Zhengzhou,YANG Yue,et al. Collaborative optimal configuration for integrated energy system considering uncertainties of demand response[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(10):41-49.

作者简介:



高雪倩

高雪倩(1997—),女,山东日照人,博士研究生,通信作者,主要研究方向为新能源电力系统规划与可靠性、电力市场(E-mail:xueqiangao@ncepu.edu.cn);

刘文霞(1967—),女,吉林长春人,教授,博士,主要研究方向为电力系统规划与可靠性、电力系统风险评估、电力系统通信(E-mail:liuwenxia001@163.com)。

(编辑 李玮)

(下转第52页 continued on page 52)

Influence analysis of negative sequence components of commutation voltage on commutation of LCC-HVDC transmission system and its suppression strategy

LIU Dui, LI Xiaohua, CAI Zexiang, YIN Shanshan

(School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: Aiming at the problem that LCC-HVDC (Line Commutated Converter based High Voltage Direct Current) transmission system may have commutation failure when the AC system fault occurs on the inverter side, the quantitative relationship between the negative sequence components of the commutation voltage and PLL (Phase Locked Loop) is deduced, and the influence of the negative sequence component of the commutation voltage on the commutation of LCC-HVDC transmission system is qualitatively analyzed. On this basis, an improved double second-order generalized integrator PLL is proposed to suppress multiple commutation failures. Firstly, the phase sequence decoupled resonant controller with separation characteristics is used to decouple the positive and negative components of commutation voltage. Then, using the double second-order generalized integrator-quadrature signal generator, the positive and negative sequence components are separated, and harmonic components are eliminated again. Finally, the quadrature harmonic cancellation module is used to filter the low-order harmonics, improve the anti-interference ability of PLL, and complete the accurate extraction of the synchronization signal. Simulative results show that the improved PLL has better dynamic performance and a strong suppression capability of negative sequence components of commutation voltage and harmonic. The frequency and phase of the grid voltage can be captured efficiently when the grid voltage is asymmetric and the harmonic content is high. And the improved PLL can reduce the probability of commutation failure.

Key words: LCC-HVDC transmission system; negative sequence components of commutation voltage; commutation failure; phase locked loops; phase sequence decoupled resonant controller

(上接第17页 continued from page 17)

Optimal configuration of integrated energy system equipment considering reliability value

GAO Xueqian, LIU Wenxia

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: In order to promote the power grid and terminal DIES (Distributed Integrated Energy System) to share the responsibility of the users' energy supply reliability by market mechanism, and fully reflect the reliability value of DIES, an optimal configuration method of integrated energy system equipment considering reliability value is proposed. Based on the electricity price of node considering reliability and the reliability evaluation of DIES, a grid-connected electricity price estimation model considering reliability for DIES is constructed. Based on this, a two-layer collaborative planning model that takes into account optimal configuration and operation of equipment is established. The equipment capacity allocation with the goal of optimizing the total revenue of DIES is performed in the upper layer. Considering incremental value of reliability, the output of each unit is optimized with the goal of maximizing operating revenue in the lower layer. An example is used to verify the effectiveness of the optimal configuration model of integrated energy system considering reliability value, and the impacts of users' load characteristics, users' energy supply reliability requirements, and annual load growth rate of distribution network on the configuration results are analyzed.

Key words: integrated energy system; electricity price of node; reliability value; ISODATA clustering; adaptive differential evolution algorithm; collaborative optimal configuration

附录 A

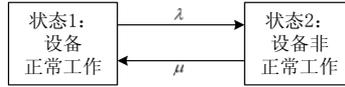


图 A1 两状态模型

Fig.A1 Two-state model

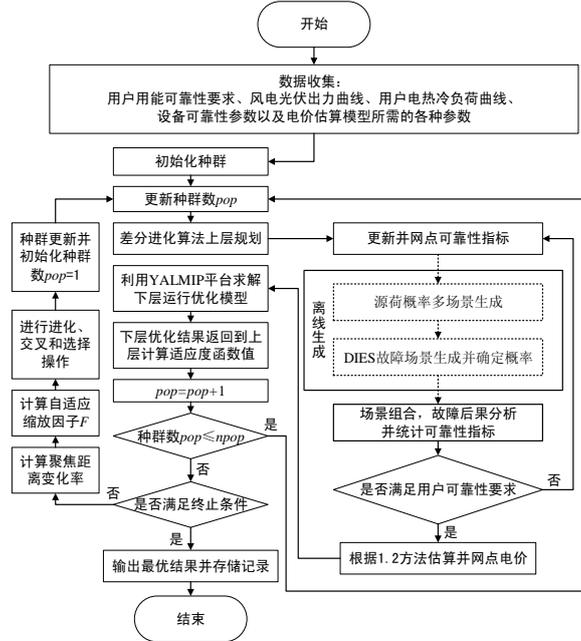


图 A2 模型求解示意图

Fig.A2 Schematic diagram of model solution

表 A1 DIES 各设备可靠性数据

Table A1 DIES equipment reliability data

设备	故障率 λ / (次 \cdot a ⁻¹)	故障修复时间 r /h
CCHP 系统	4	24
电制冷机	0.4	2
电-热转换设备	0.4	10
分布式光伏	0.4	20
风电	0.4	20
储电设备	0.05	50
储热设备	0.05	50
储冷设备	0.05	50
上级主电网	—	—
上级燃气网	0.9	20

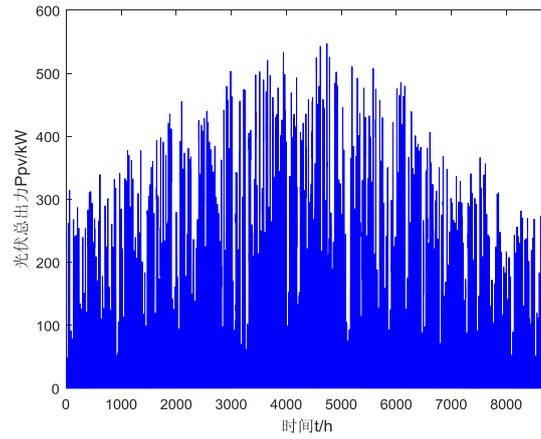


图 A3 光伏出力曲线

Fig.A3 Photovoltaic output curve

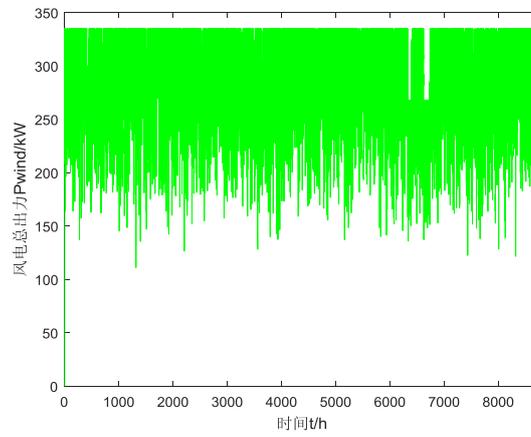


图 A4 风电出力曲线

Fig.A4 Wind power output curve

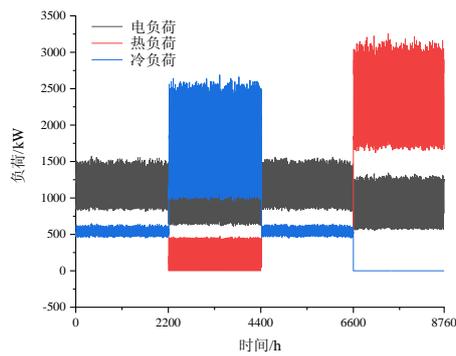


图 A5 科技园区年多能负荷曲线

Fig.A5 Annual multi-energy load curve of science and technology park

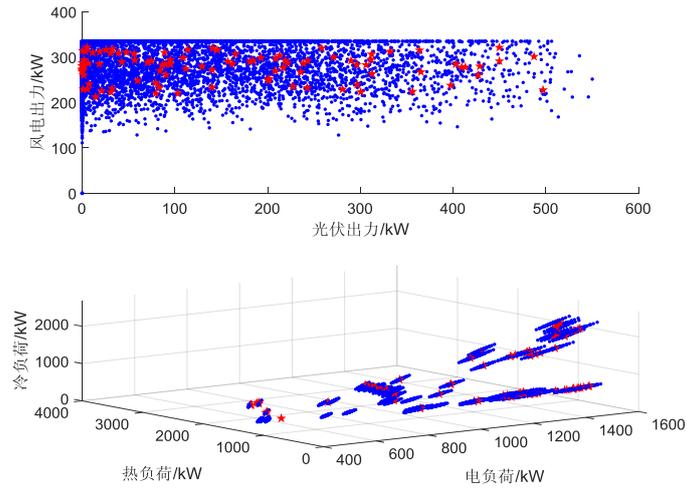


图 A6 科技园区可靠性评估源荷概率场景聚类结果

Fig.A6 Clustering results of probability scenarios for reliability evaluation of science and technology parks

表 A2 DIES 各设备参数

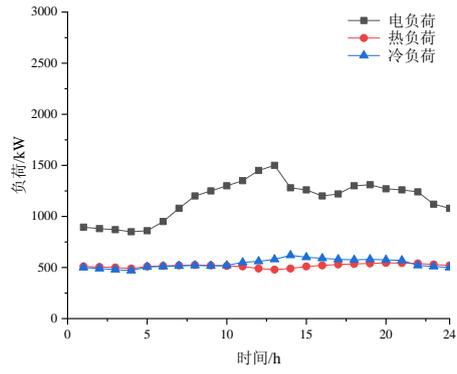
Table A2 DIES equipment parameters

设备	容量/ (kW 或 kW · h)	单位容量建设成本/ (元/kW 或元/(kW · h))	能量转换效率
			CHP: e:35%
CCHP 系统	待配置	6000	h-c:50%
			GB: 0.8
电制冷机	待配置	1500	4
电-热转换设备	待配置	2700	4
储电设备	待配置	2500	0.9
储热设备	待配置	500	0.9
储冷设备	待配置	1000	0.9
风电	335	—	—
光伏	550	—	—

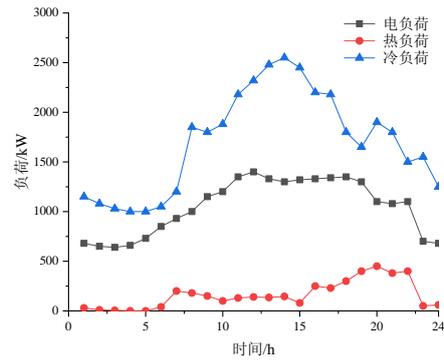
表 A3 各典型日分类情况

Table A3 Classification of typical days

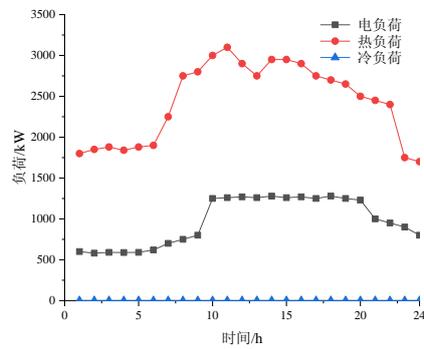
典型日	全年持续时间
过渡季	3-5、9-11 月, 共 183 天
供冷季	6-8 月, 共 92 天
供暖季	1、2、12 月, 共 90 天



(a)过渡季



(b)供冷季



(c)供暖季

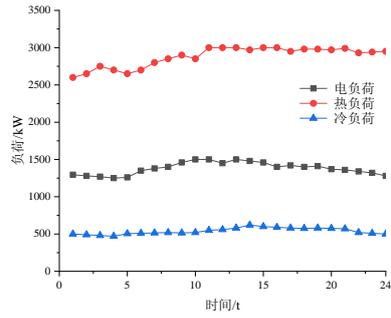
图 A7 科技园区用户典型日负荷

Fig.A7 Typical daily load of science technology park users

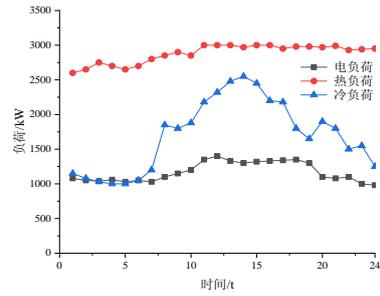
表 A4 DIES 购售能价格表

Table A4 DIES purchase and sale energy price list

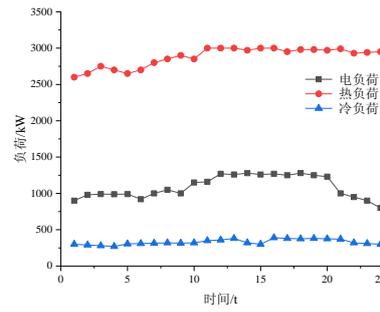
购售能	能源类型	能源价格
购能	天然气	2.63 元/m ³
	电能	—
售能	电能	0.6 元/kWh
	热能	0.4 元/kWh
	冷能	0.8 元/kWh



(a)过渡季



(b)供冷季



(c)供暖季

图 A8 工业园区用户典型日负荷

Fig.A8 Typical daily load of industrial park users

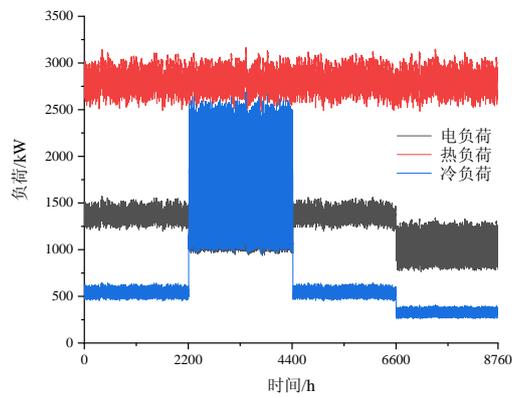


图 A9 工业园区年多能负荷曲线

Fig.A9 Annual multiple energy load curve of industrial park

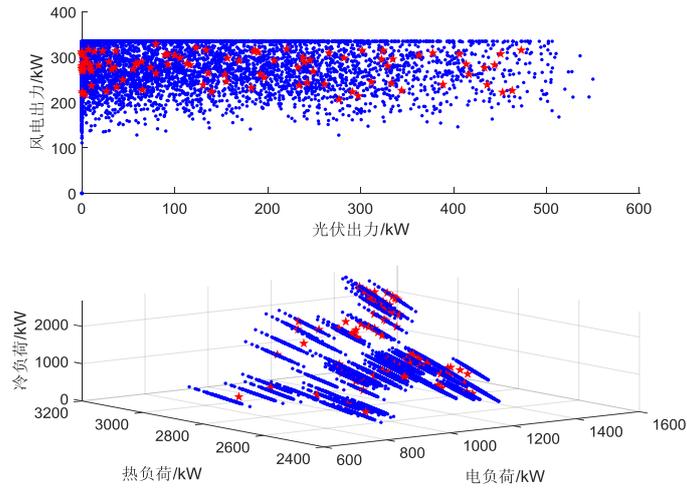


图 A10 工业园区可靠性评估源荷概率场景聚类结果

Fig.A10 Clustering results of probability scenarios for reliability evaluation of industrial parks

表 A5 各电价特性精细化可靠性（年平均停电时间）等级表

Table A5 Refined reliability (Average annual power outage time) grade table of each electricity price characteristic

等级	$\varphi=2\%$	$\varphi=1.6\%$	$\varphi=1.2\%$	$\varphi=0.8\%$	$\varphi=0.4\%$	等级	$\varphi=2\%$	$\varphi=1.6\%$	$\varphi=1.2\%$	$\varphi=0.8\%$	$\varphi=0.4\%$
1	0.7 h/a	0.7 h/a	0.7 h/a	0.7 h/a	0.7 h/a	16				9.8 h/a	2.6 h/a
2	0.8 h/a	0.8 h/a	0.8 h/a	0.8 h/a	0.8 h/a	17				15.1 h/a	2.9 h/a
3	0.9 h/a	1 h/a	0.9 h/a	0.9 h/a	0.9 h/a	18					3.2 h/a
4	1.2 h/a	1.2 h/a	1 h/a	1 h/a	1 h/a	19					3.6 h/a
5	1.6 h/a	1.5 h/a	1.2 h/a	1.1 h/a	1.1 h/a	20					4 h/a
6	2.3 h/a	1.9 h/a	1.4 h/a	1.3 h/a	1.2 h/a	21					4.6 h/a
7	3.6 h/a	2.7 h/a	1.8 h/a	1.4 h/a	1.3 h/a	22					5.2 h/a
8	6.6 h/a	4 h/a	2.2 h/a	1.6 h/a	1.4 h/a	23					6.1 h/a
9	16.3 h/a	6.7 h/a	2.9 h/a	1.9 h/a	1.5 h/a	24					7.1 h/a
10		13.6 h/a	4 h/a	2.2 h/a	1.6 h/a	25					8.5 h/a
11			5.9 h/a	2.6 h/a	1.7 h/a	26					10.2 h/a
12			9.5 h/a	3.2 h/a	1.9 h/a	27					12.7 h/a
13			18.2 h/a	4 h/a	2 h/a	28					16.1 h/a
14				5.2 h/a	2.2 h/a	29					21.1 h/a
15				7 h/a	2.4 h/a						

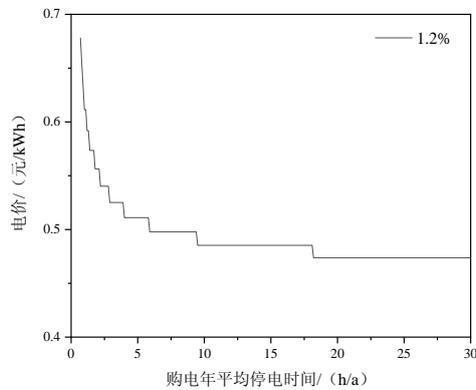


图 A11 年负荷增长率为 1.2% 下并网点电价特性图

Fig.A11 Electricity price characteristics graph of grid connection point with annual load growth rate of 1.2%

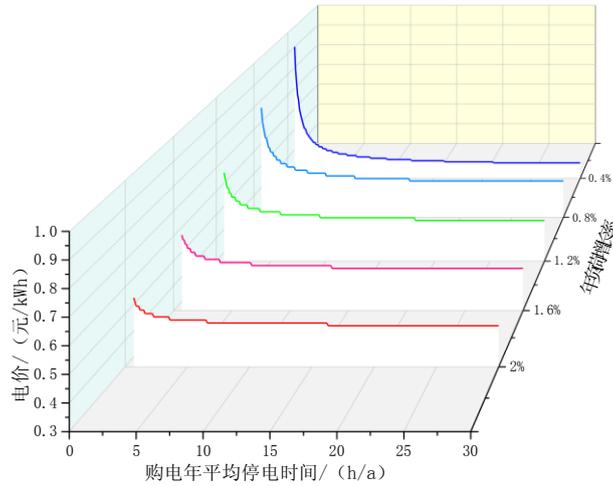


图 A12 不同负荷增长率下并网点电价特性对比图

Fig.A12 Comparison graph of grid-connected electricity price characteristics under different load growth rates

表 A6 不同用户可靠性要求下 DIES 设备配置结果

Table A6 DIES device configuration results under different user reliability requirements

ASAI	CCHP/kW	EC/kW	EH/kW	ES/ (kW · h)	HS/ (kW · h)	CS/ (kW · h)
0.9999	852.6	2554.9	2600.32	23.584	5341.36	10
0.9997	453.76	2499.48	3021.04	10	969.42	10
0.9995	406.43	2530.13	3083.31	10	10	10
0.9993	237.36	2506.12	2951.82	10	10	10
0.9991	274.86	2543.04	2954.24	10	10	10
0.9989	222.17	2436.63	2930.33	10	176.08	10
0.9987	10	2550.07	2966.59	10	1440.22	10
0.9985	10	2531.74	3104.99	10	10	10
0.9983	69.09	2377.95	2961.17	10	10	10
0.9981	237.96	2524.28	2832.68	10	10	10
0.9979	210	2319.63	2662.26	10	659	10
0.9977	226.29	2195.72	2709	10	201.18	10
0.9975	237.15	1968.7	2722.01	10	10	10
0.9973	459.53	1358.24	2477.49	10	10	10

表 A7 不同负荷增长率下 DIES 设备配置结果

Table A7 DIES equipment configuration results under different electricity price characteristics

φ	CCHP/kW	EC/kW	EH/kW	ES/ (kW · h)	HS/ (kW · h)	CS/ (kW · h)
0.4%	1140.18	2550.46	2704.49	3135.2	4258.02	10
0.8%	1001.19	2530.83	2957.62	10	1889.96	10
1.2%	852.6	2554.9	2600.32	23.584	5341.36	10
1.6%	601.84	2589.88	2526.43	10	5838.08	10
2%	854.1	2524.7	2584.83	21.33	5235.5	10