

计及电转氢和燃料电池的电热微网日前经济协调调度模型

蔡钦钦,肖宇,朱永强

(华北电力大学 电气与电子工程学院,北京 102206)

摘要:随着微能源网中风电与光伏占比不断提高,发展多元化的储能技术将会缓解因风光能源波动给能量调度带来的压力。为此,提出将电转氢(P2H)与燃料电池(FC)相结合,作为电热微网的灵活性资源,参与微网的能量调度。在此背景下,构建了包含风电、光伏、P2H、FC、燃气轮机、电锅炉的电热微网日前经济协调调度模型,以微网日运行成本最低为目标函数,综合考虑各设备的出力约束条件,分别分析了P2H与FC在离网运行和并网运行2种模式下对调度所起的作用。采用CPLEX求解器对模型进行求解,算例分析结果验证了所建调度模型的合理性。

关键词:电转氢;燃料电池;电热微网;日前调度;协调调度

中图分类号:TM 734;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202108009

0 引言

化石能源短缺与全球气候变化问题引发能源领域的专家学者更加注重可再生能源的持续性发展^[1-2]。目前,集中式或分布式风电、光伏发电及并网技术已日臻成熟。据能源局数据统计,截至2019年底,我国风电与光伏发电累计装机达到 2.14×10^8 kW^[3],位居世界第一。然而,由于我国西部地区的负荷需求与集中式新能源建设增速不匹配,造成了严重的新能源消纳问题。此外,新能源发电的波动性、不确定性将对含高比例新能源微能源网的运行调度产生巨大的影响。因此,储电、储热、储气、储氢、抽水蓄能等多元化的储能技术是构成多能互补微能源网的主要组成部分,同时也将是未来发展更大规模可再生能源的关键。在诸多储能方式中,储氢具有可长期存储、存储规模大、环保无污染、不受地理环境制约等优点,将在特定的应用场景中发挥重要的作用。在中国氢能联盟公布的《中国氢能及燃料电池产业白皮书》中,预测至2050年氢能在中国能源体系中的占比约为10%。

氢能作为一种清洁高效的二次能源,只能通过制备获取。目前主流的制氢方法有3种:①利用煤炭、天然气等化石燃料制氢;②通过钢铁、化工等行业的工业副产气制氢;③电解水制氢。特别地,专家学者认为利用风光能源电力制取氢气,是唯一能实现全周期零碳排放的制氢方法。已有相关研究着重分析氢能在能源系统中的规划、运行等问题:文献[4]研究了含有电、热、氢微能源网的随机规划问题,基于场景分析方法将微网中的不确定性问题转化为确定性问题,并采用改进萤火虫算法分别求解微网

运行成本最低、温室气体排放量最少以及电压偏差最小3个单目标函数下的帕累托最优解集;文献[5]从投资者的角度比较了海上风电在仅输出电能、仅转化为氢气、同时输出电与氢3种情况下的盈利情况,结果表明方案的选择取决于氢气的市场价格。目前,我国能源结构调整和能源安全形势对氢能产生了更加强烈的需求,已有约40个省市出台了氢能相关发展规划。

随着用户终端能源需求的多元发展,近年来综合能源系统这一新兴概念被广泛热议。其中,综合能源系统中电能与热能之间的耦合更为密切,因此协调电热微网中能量的平衡问题能在更大程度上提高能源系统的利用效率^[6]。文献[7]研究了热电联产CHP(Combined Heat and Power)微网中储能的容量配置方法,并考虑电转气P2G(Power to Gas)技术在微网中的作用。P2G分为电转氢P2H(Power to Hydrogen)和电转甲烷P2M(Power to Methane)^[8]。相比于P2M,P2H可以避免甲烷化过程的能耗,且从能源利用角度来看,氢气比甲烷具有更高的热值。文献[9]详细分析了将氢能作为主要的储能手段对加利福尼亚州电力系统产生的影响,研究了100%可再生能源发电系统对电解槽与燃料电池FC(Fuel Cell)的容量需求,并比较了氢储能与电储能的初始成本。文献[10]详细分析了气态储氢、液态储氢、固态储氢、金属氧化物储氢的特征及其技术经济可行性。

燃料电池是利用化学反应将化学能转化为电能的装置。文献[11]指出将燃料电池内的化学能转化为电能的利用效率可达到40%~50%,若同时合理收集余热并供给热负荷,则能量利用效率可达70%以上。文献[12]指出氢燃料电池优于化学电池的主

要方面在于氢燃料电池的储存成本远低于电能储存。因此,本文考虑将P2H与燃料电池(P2H-FC)相结合作为电热微网中的储能系统。微能源网有离网运行和并网运行2种模式,文献[13]对这2种模式分别进行了讨论:在离网运行模式下,由于存在功率不平衡,增加了需求响应成本;在并网运行模式下,微网内的不平衡功率可由主网补充,不会发生功率盈余或功率缺额的现象。

为了应对高比例风光能源的波动性与不确定性给微网能量调度带来的压力,本文提出利用风光能源电力制氢,并与燃料电池相结合作为电热微网的储能系统。在详细分析燃料电池的热量传递过程后,本文将燃料电池散失的热量回收用于供应热负荷,以提升燃料电池的利用效率。以微网日运行成本最低为目标分别建立电热微网在离网运行和并网运行模式下的日前调度模型,以确定微网内各设备的出力,并分析在这2种模式下P2H与燃料电池对微网能量调度的作用。

1 微网组成

1.1 电解水制氢

国内外已有研究提出将风电、光伏发电等可再生能源输出的富余电能用于电解水制氢,结合燃料电池发电技术,用于解决可再生能源消纳问题,并辅助实现微网调峰^[14-15]。目前,电解水制氢使用的电解槽主要包括质子交换膜电解槽、碱性水电解槽、固体氧化物电解槽3类,具体的特性参数可参考文献[16]。其中,质子交换膜电解槽的电流密度高,响应速度快且技术较为成熟,适用于风电出力间歇性、波动性大的运行环境。

电解水制氢通过将直流电注入电解槽中产生氢气和氧气,化学反应过程为 $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{O}_2 + \text{H}_2$,该过程的能量转换效率为75%~85%。产生的氢气经压缩机压缩后储存在储氢罐内,氢气产量的计算公式如式(1)所示。

$$H_{\text{el}}(t) = \eta_{\text{elh}} P_{\text{el}}(t) \Delta t / (3.6L) \quad (1)$$

式中: $H_{\text{el}}(t)$ 为 t 时段电解槽的产氢质量(kg); η_{elh} 为电解水制氢的效率; $P_{\text{el}}(t)$ 为 t 时段电解水制氢的有功功率; Δt 为时间步长(单位为h); L 为氢气的低热值,取值为119.64 MJ/kg。

储氢罐内的压强能反映氢气的容量^[17],计算式为:

$$e(t) = e(t-1) + \frac{RT_{\text{H}_2} H_s(t)}{0.002V} \quad (2)$$

式中: $e(t)$ 、 $e(t-1)$ 分别为 t 、 $t-1$ 时段储氢罐内的压强; R 为通用气体常数,取值为8.314 J/(mol·K); T_{H_2} 为储氢罐内的温度; V 为储氢罐的容积; $H_s(t)$ 为 t 时

段电解槽内的储氢量。

1.2 燃料电池

当电热微网内电能供给不足时,可通过燃料电池使氢气和氧气发生化学反应以产生电能。余热回收技术能将反应过程中产生的热能加以利用以提高能量利用效率。质子交换膜式燃料电池PEMFC(Proton Exchange Membrane Fuel Cell)的工作原理见附录A图A1,阳极发生的化学反应为 $2\text{H}_2 + 2\text{CO}_3^{2-} \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2 + 4\text{e}^-$,阴极发生的化学反应为 $\text{O}_2 + 2\text{CO}_2 + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{CO}_3^{2-}$,总化学反应为 $\frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$ 。

由于单个PEMFC只能产生0.5~0.9 V的电压,工业应用过程中常通过串并联的方式提高整体的输出电流、电压。单个PEMFC单元输出电压的计算公式如式(3)所示,详细的计算过程可参考文献[18]。

$$u_{\text{FC}} = E_{\text{eq}} - \eta_{\text{act}} - \eta_{\text{ohm}} - \eta_{\text{conc}} \quad (3)$$

式中: u_{FC} 为PEMFC的输出电压; E_{eq} 为PEMFC的开路电压; η_{act} 为活化极化损耗电压,用于驱动电化学反应的进行; η_{ohm} 为欧姆损耗电压,是由电解质中对离子流的阻抗以及接触电阻等引起的损耗; η_{conc} 为浓度极化损耗电压,是由反应物在电极上快速消耗产生浓度梯度而引起的损耗。

当PEMFC运行在稳定状态下时,其电堆功率 P_{FC} 可表示为:

$$P_{\text{FC}} = u_{\text{FC}} i_{\text{FC}} N \quad (4)$$

式中: i_{FC} 为PEMFC的输出电流; N 为PEMFC的串联数量。

相比于内燃机,燃料电池具有更高的效率,但其在高功率密度条件下运行时仍将产生大量的热量,造成电堆温度急剧升高,故需要液态热交换介质进行冷却^[18]。根据能量守恒定律,进入燃料电池的能量主要有以下3种消耗方式:①转化为电能,②被冷却液带走的热量,③电堆向外辐射的能量。

PEMFC发生化学反应产生的总功率与燃料电池的耗氢速率有关,可表示为:

$$P_{\text{chem}} = n_{\text{H}_2} \Delta H \quad (5)$$

$$n_{\text{H}_2} = Ni_{\text{FC}} / (2F) \quad (6)$$

式中: P_{chem} 为PEMFC发生化学反应产生的总功率; n_{H_2} 为PEMFC的耗氢速率(单位为mol/s); ΔH 为氢气的反应热,取值为285.83 kJ/mol; F 为法拉第常数,取值为96485 C/mol。

将被冷却液带走的热量回收用于供应热负荷,能显著提升PEMFC的利用效率,此时PEMFC被转为CHP系统,热功率的计算公式为:

$$Q_{\text{FC}} = \gamma_{\text{rhp}} P_{\text{chem}} \quad (7)$$

式中: Q_{FC} 为PEMFC产生的热功率; γ_{rhp} 为PEMFC的

热产量与总产量的比值。

1.3 CHP 系统

本文研究的电热微网中CHP系统包括燃气轮机GT(Gas Turbine)、电锅炉EB(Electric Boiler)和燃料电池3个部分,其均属于可控设备CE(Controllable Equipment),启停方便且易于控制。 t 时段燃气轮机的产热量 $Q_{\text{gas}}(t)$ 、输出电功率 $P_{\text{gas}}(t)$ 的计算式分别为:

$$Q_{\text{gas}}(t) = \eta_{\text{gas}} G(t) \quad (8)$$

$$P_{\text{gas}}(t) = Q_{\text{gas}}(t) / \xi_{\text{gas}} \quad (9)$$

式中: η_{gas} 为燃气轮机的产热量与气输入量的比值; $G(t)$ 为 t 时段燃气轮机的气输入量; ξ_{gas} 为热电比,本文中取值为1.5。

电锅炉是将电能转化为热能的装置,其转化效率可达90%以上。在电热微网中配置电锅炉供给热负荷,可减少天然气的消耗量。 t 时段电锅炉的产热量 $Q_{\text{EB}}(t)$ 可表示为:

$$Q_{\text{EB}}(t) = \eta_{\text{EB}} P_{\text{EB}}(t) \quad (10)$$

式中: η_{EB} 为电锅炉的产热效率; $P_{\text{EB}}(t)$ 为 t 时段电锅炉的耗电功率。

2 电热微网的协调调度模型

本文研究电热微网经济调度的意义在于优化控制各设备的出力,在维持电、热供需平衡的前提下,使微网的日运行成本最低。电热微网有离网和并网2种运行模式,具体架构如图1所示。

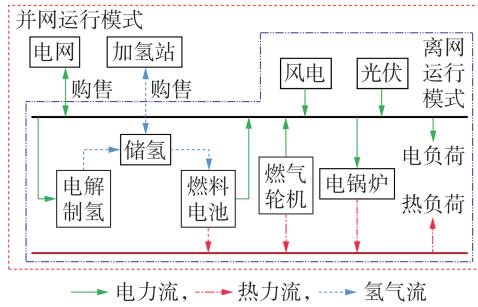


图1 电热微网系统的架构

Fig.1 Architecture of electricity-heat microgrid system

在离网运行模式下,P2H与燃料电池作为微网的可控储能设备,起到调节微网内源荷平衡和平移风光能量的作用;在并网运行模式下,电能与氢能参与市场交易,提高微网供电可靠性的同时,可通过销售能源降低运行成本。

2.1 离网运行模式

1) 目标函数。

在离网运行模式下,微网与主网之间无功率联络,仅依靠协调微网内各设备的出力来维持电能与热能的功率平衡。在该运行模式下,以最小化日运

行总成本为目标函数,如式(11)所示。

$$\min f_{\text{tot},1} = C_{\text{wt\&pV}} + C_{\text{wt\&pV}}^{\text{cur}} + C_{\text{H}_2} + C_{\text{HS}} + C_{\text{FC}} + C_{\text{EB}} + C_{\text{gas}} \quad (11)$$

$$C_{\text{wt\&pV}} = \sum_{t=1}^T (\lambda_{\text{wt}} P_{\text{wt}}(t) + \lambda_{\text{pv}} P_{\text{pv}}(t)) \Delta t + C_{\text{wt}}^{\text{m}} + C_{\text{pv}}^{\text{m}} \quad (12)$$

$$C_{\text{wt\&pV}}^{\text{cur}} = \sum_{t=1}^T (\varphi_{\text{wt}} P_{\text{wt}}^{\text{cur}}(t) + \varphi_{\text{pv}} P_{\text{pv}}^{\text{cur}}(t)) \Delta t \quad (13)$$

$$C_{\text{H}_2} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{p2h}} H_{\text{el}}(t) \Delta t + C_{\text{H}}^{\text{m}} \quad (14)$$

$$C_{\text{HS}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{HS}} H_{\text{s}}(t) \Delta t + C_{\text{HS}}^{\text{m}} \quad (15)$$

$$C_{\text{FC}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{FC}} \frac{P_{\text{FC}}(t)}{\eta_{\text{FC}}} \Delta t + C_{\text{FC}}^{\text{m}} \quad (16)$$

$$C_{\text{EB}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{EB}} P_{\text{EB}}(t) \Delta t + C_{\text{EB}}^{\text{m}} \quad (17)$$

$$C_{\text{gas}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{gas}} P_{\text{gas}}(t) \Delta t + C_{\text{gas}}^{\text{m}} \quad (18)$$

式中: $f_{\text{tot},1}$ 为离网运行模式下电热微网的日运行总成本; $C_{\text{wt\&pV}}$ 为风电和光伏的发电成本; $C_{\text{wt\&pV}}^{\text{cur}}$ 为弃风和弃光惩罚成本; C_{H_2} 为P2H成本; C_{HS} 为储氢成本; C_{FC} 、 C_{EB} 、 C_{gas} 分别为燃料电池、电锅炉、燃气轮机的运行成本; T 为运行周期的时段总数; λ_{wt} 、 λ_{pv} 分别为风电、光伏的单位功率运行成本; $P_{\text{wt}}(t)$ 、 $P_{\text{pv}}(t)$ 分别为 t 时段风电、光伏的输出功率; C_{wt}^{m} 、 C_{pv}^{m} 分别为风电、光伏的固定成本; φ_{wt} 、 φ_{pv} 分别为单位功率弃风、弃光惩罚成本; $P_{\text{wt}}^{\text{cur}}(t)$ 、 $P_{\text{pv}}^{\text{cur}}(t)$ 分别为 t 时段的弃风功率、弃光功率; λ_{p2h} 为单位质量P2H成本; C_{H}^{m} 为电解槽的固定运行成本; λ_{HS} 为储氢的成本系数; C_{HS}^{m} 为储氢的固定维护费用; λ_{FC} 为燃料电池的单位功率运行成本; $P_{\text{FC}}(t)$ 为 t 时段燃料电池的输出电功率; η_{FC} 为燃料电池的运行效率; C_{FC}^{m} 为燃料电池的固定维护费用; λ_{EB} 为电锅炉的单位功率运行成本; C_{EB}^{m} 为电锅炉的固定维护费用; λ_{gas} 为燃气轮机的单位功率运行成本; $C_{\text{gas}}^{\text{m}}$ 为燃气轮机的固定运行成本。

2) 约束条件。

(1) 电负荷需求量与电能供给量应始终保持平衡,即需满足:

$$P_{\text{wt}}^{\text{E}}(t) + P_{\text{pv}}^{\text{E}}(t) + P_{\text{FC}}(t) + P_{\text{gas}}(t) = P_{\text{EL}}(t) + P_{\text{ext}}^{\text{H}_2}(t) + P_{\text{EB}}(t) \quad (19)$$

式中: $P_{\text{wt}}^{\text{E}}(t)$ 、 $P_{\text{pv}}^{\text{E}}(t)$ 分别为 t 时段风电、光伏输出功率中供给电负荷的功率; $P_{\text{EL}}(t)$ 为 t 时段的电负荷需求量; $P_{\text{ext}}^{\text{H}_2}(t)$ 为 t 时段制取氢气所需的额外电功率。

(2) 热负荷需求量与热能供给量需保持平衡,即需满足:

$$Q_{\text{FC}}(t) + Q_{\text{gas}}(t) + Q_{\text{EB}}(t) = Q_{\text{HL}}(t) \quad (20)$$

式中: $Q_{\text{HL}}(t)$ 为 t 时段的热负荷需求量; $Q_{\text{FC}}(t)$ 为 t 时段燃料电池的热产量。

(3) P2H的电功率平衡约束:

$$P_{el}(t) = P_{wt}^{H_2}(t) + P_{pv}^{H_2}(t) + P_{ext}^{H_2}(t) \quad (21)$$

式中: $P_{wt}^{H_2}(t)$ 、 $P_{pv}^{H_2}(t)$ 分别为 t 时段风电、光伏输出功率中用于 P2H 的电功率。

(4) 风电、光伏输出功率平衡约束:

$$P_{wt}(t) = P_{wt}^E(t) + P_{wt}^{H_2}(t) + P_{wt}^{cur}(t) \quad (22)$$

$$P_{pv}(t) = P_{pv}^E(t) + P_{pv}^{H_2}(t) + P_{pv}^{cur}(t) \quad (23)$$

(5) 可控设备(包括燃气轮机、燃料电池、电锅炉)输出有功功率约束:

$$P_k^{\min} \leq P_k(t) \leq P_k^{\max} \quad k \in \{FC, gas, EB\} \quad (24)$$

式中: $k = FC, gas, EB$ 分别表示燃料电池、燃气轮机、电锅炉; $P_k^{\max}$ 、 $P_k^{\min}$ 分别为可控设备 k 输出有功功率的上、下限。

(6) 可控设备的功率爬坡约束:

$$R_k^{\downarrow} \Delta t \leq P_k(t) - P_k(t-1) \leq R_k^{\uparrow} \Delta t \quad (25)$$

式中: $R_k^{\downarrow}$ 、 $R_k^{\uparrow}$ 分别为可控设备 k 的向下、向上的爬坡速率。

(7) 产氢量极值约束:

$$0 \leq H_{el}(t) \leq H_{el}^{\max} \quad (26)$$

式中: $H_{el}^{\max}$ 为产氢量的最大值。

(8) 储氢量极值约束:

$$0 \leq H_s(t) \leq H_s^{\max} \quad (27)$$

式中: $H_s^{\max}$ 为电解槽的储氢量最大值。

(9) 储氢量平衡约束:

$$H_s(t) = H_s(t-1) + H_{el}(t) \Delta t - H_{csp}(t) \Delta t \quad (28)$$

式中: $H_{csp}(t)$ 为 t 时段的耗氢量。

2.2 并网运行模式

1) 目标函数。

在并网运行模式下,微网按照分时电价和氢气交易价格参与市场交易,目标函数如式(29)所示,其在式(11)所示离网运行模式的目标函数中增加了氢气和电能的交易成本。

$$\min f_{tot,b} = C_{wt\&pv} + C_{wt\&pv}^{cur} + C_{H_2} + C_{HS} + C_{FC} + C_{EB} + C_{gas} + C_{H,int} + C_{E,int} \quad (29)$$

$$C_{H,int} = \sum_{t=1}^T \omega_{H_2,int}(t) H_{int}(t) \Delta t \quad (30)$$

$$C_{E,int} = \sum_{t=1}^T \omega_{E,int}(t) P_{E,int}(t) \Delta t \quad (31)$$

式中: $f_{tot,b}$ 为并网运行模式下电热微网的日运行总成本; $C_{H,int}$ 为氢气的交易成本,即购氢与售氢费用之差; $C_{E,int}$ 为电能的交易成本,即购电与售电费用之差; $\omega_{H_2,int}(t)$ 为 t 时段的氢气交易价格; $H_{int}(t)$ 为 t 时段氢气的交互量,购氢则取值为正,售氢则取值为负; $\omega_{E,int}(t)$ 为 t 时段的分时电价; $P_{E,int}(t)$ 为 t 时段微网与上级电网的电能交互量,购电则取值为正,售电则取值为负。

2) 约束条件。

并网运行模式下除了需满足约束式(19)~(28)外,还需满足式(32)~(34)所示约束。

(1) 并网模式下的电能平衡约束:

$$P_{wt}^E(t) + P_{pv}^E(t) + P_{FC}(t) + P_{gas}(t) + P_{E,int}(t) = P_{EL}(t) + P_{ext}^{H_2}(t) + P_{EB}(t) \quad (32)$$

(2) 氢气交互量约束:

$$\begin{cases} H_{int}(t) \leq \min \{ H_{int}^{\max}, H_{s,max} - H_s(t) \} & H_{int}(t) \geq 0 \\ H_{int}(t) \leq \min \{ H_{int}^{\max}, H_s(t) \} & H_{int}(t) < 0 \end{cases} \quad (33)$$

式中: $H_{int}^{\max}$ 为氢气交互量的最大值。

(3) 微网与上级电网的电能交互量约束:

$$P_{E,int}^{\min} \leq P_{E,int}(t) \leq P_{E,int}^{\max} \quad (34)$$

式中: $P_{E,int}^{\max}$ 、 $P_{E,int}^{\min}$ 分别为微网与上级电网的电能交互量的上、下限值。

3 算例分析

本文基于 MATLAB 平台与 YALMIP 工具箱构建电热微网的经济协调调度模型,并采用 CPLEX 求解器进行求解。本文立足于解决日前调度问题,取 1 h 为仿真时间步长,将一天分为 24 个时段,以日运行成本最低为目标,对微网内各设备制定 24 h 的优化调度计划。各设备的关键参数和氢气交易价格如附录 A 表 A1 所示,设备的运行维护费用、电网的分时电价分别见附录 A 表 A2 和表 A3。微网中电负荷、热负荷与可再生能源日出力预测曲线见附录 A 图 A2。

3.1 离网运行模式

在离网运行模式下,电能、氢能没有发生市场交易。由式(24)和式(25)所示约束可知,电锅炉、燃气轮机、燃料电池的运行功率均有上下限值和爬坡约束,故算例的仿真结果是在给定成本参数和约束上下限值的条件下利用 CPLEX 求解器求解所得相对最优值。离网运行模式下各设备的运行结果如图 2 所示。

由图 2(a)可看出:在 1—5 和 18—24 时段,光伏不发电且风电不足以供给电负荷,电锅炉的耗电量并不多,微网通过燃料电池和燃气轮机发电/产热以满足电热平衡。电锅炉消耗电能以供给热负荷,在电能、热能平衡中存在相互制约的关系。由图 2(b)可看出:在 6—18 时段,风光出力总和远大于电负荷的需求量,该时段内电锅炉的产热量是 1—5 时段的 2 倍左右,从而减少了燃气轮机的燃料成本,但受限于燃气轮机的最低运行功率和爬坡约束,该时段内燃气轮机的运行成本并没有大幅降低。

P2H 成本、储氢成本、燃料电池的运行成本导致 P2H 与燃料电池的出力在微网中占比很小,但其总量并不小。P2H 与燃料电池作为能量平衡的灵活调节设备,实现了消纳弃风/弃光、削峰填谷、缓解风光能源出力波动性的作用。

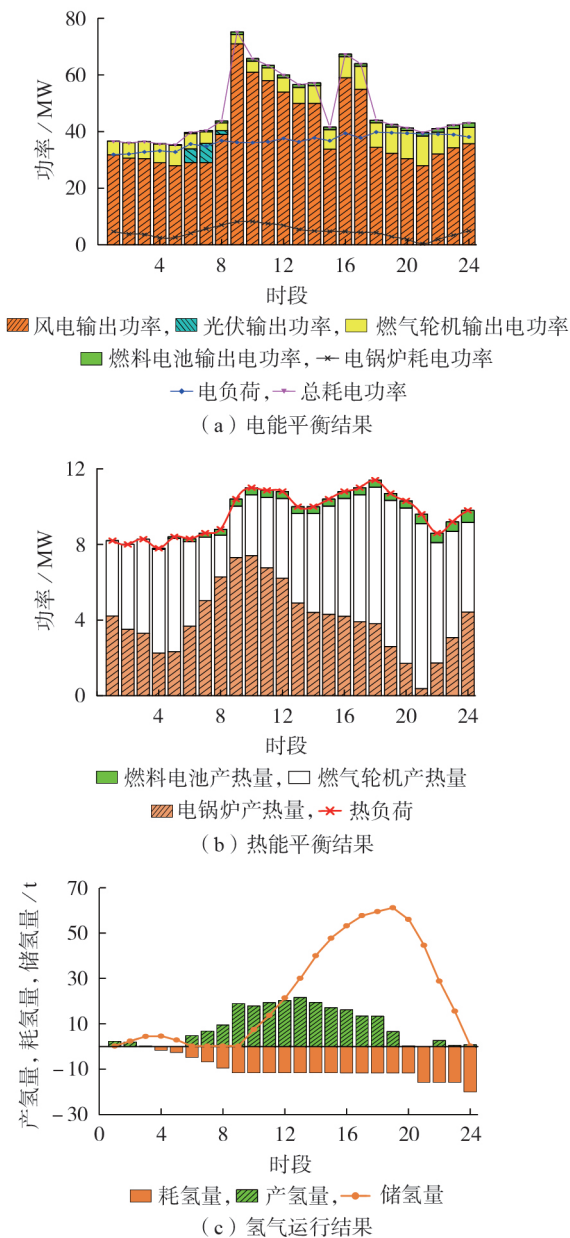


图2 离网运行模式下电能、热能平衡结果及氢气运行结果
Fig.2 Electricity and thermal energy balance results and hydrogen operation results under off-grid operation mode

微网内各设备的运行成本见表1。由表1可知,离网运行下微网的日运行总成本为108.69万元。其中,弃风、弃光功率为0,故弃风和弃光惩罚成本为0,这是因为:相比于弃风、弃光带来的经济损失,微网更愿意将富余电量通过电解水制氢加以利用,以减

表1 离网运行下微网内各设备的运行成本

Table 1 Operation cost of each device in microgrid under off-grid operation mode

单位:元			
成本	结果	成本	结果
风电发电成本	20952.4	弃风和弃光惩罚成本	0
光伏发电成本	14920.2	P2H成本	85335.6
燃料电池运行成本	23076.9	储氢成本	138122.5
电锅炉运行成本	45643.0	燃气轮机运行成本	758811.1

少能量浪费。可见,在离网模式下P2H与燃料电池主要起到了能量时移的作用。此外,由于天然气燃料成本高导致燃气轮机的运行成本占比最高。

3.2 并网运行模式

在并网运行模式下,电能与氢气可与外部主体进行市场交易,扩展了微网的能量来源与输送渠道。在分时电价与氢气交易价格的引导下,进一步优化微网日运行成本并确定各设备出力,结果见附录A图A3。由图A3(a)可知,相比于离网运行模式,并网运行模式下燃气轮机均运行在最小出力,这是因为燃气轮机的燃料成本远高于微网向上级电网的购电成本。考虑到00:00—06:00、22:00—24:00为低电价时段,从购售电功率可看出,在该时段内的电能交互量大多为正值,即此时微网主要向上级电网购电;而在其余时段,电能交互量为负值,即微网向上级电网售电以降低运行成本。可见,电能交互量的变化情况整体符合分时电价的变化情况。

由图A3(b)可知:燃气轮机产热量减小后,微网的热负荷需求基本上由运行成本低的电锅炉满足;并网运行模式下燃料电池的投入数量也呈现下降趋势。可见,在并网模式下由于有上级电网作为支撑,P2H与燃料电池作为灵活性资源的作用明显削弱。

在离网运行模式下,微网内储存的氢气只能通过燃料电池消耗,而在并网运行模式下,相较于利用燃料电池输出电能和产热,通过售卖氢气给第三方能获得更多的利益。并网运行模式下微网内各设备的运行成本如表2所示。

表2 并网运行模式下微网内各设备的运行成本

Table 2 Operation cost of each device in microgrid under grid-connected operation mode

单位:元			
成本	结果	成本	结果
风电发电成本	20952.40	弃风和弃光惩罚成本	0
光伏发电成本	14920.20	P2H成本	62562.00
燃料电池运行成本	15171.40	电能交易成本	65085.24
电锅炉运行成本	104977.40	氢气交易成本	-16911.95
燃气轮机运行成本	10034.80	储氢成本	112148.20

由表2可知,并网运行模式下微网日运行总成本为38.894万元,相比于离网运行模式,日运行总成本降低了64%,这主要是因为燃气轮机的燃料成本显著减小。此外,微网通过售氢获得了可观的收益,降低了微网的运行成本。相比于离网运行模式,由于购电成本很低,并网运行模式下电锅炉的运行成本明显增加。

4 结论

针对高比例风光能源微网,本文提出将P2H与燃料电池相结合作为电热微网的灵活性资源参与能量调度。算例结果表明:利用P2H与燃料电池可实

现能量时移,缓解风光能源波动与不确定性给微网能量调度带来的压力。鉴于P2H成本、储氢成本以及燃料电池运行成本远高于直接购电成本,相较于并网运行模式,P2H与燃料电池在离网运行模式下更能凸显其调节电热平衡的作用。并网运行模式能实现微网与外部主体的交易,从而降低微网的总运行成本。分析可知:风光能源出力的不确定性对微网调度造成的影响程度,主要取决于可控设备的输出功率约束,而输出功率约束又会影 响可控设备的备用成本。因此,以运行成本为控制目标确定可控设备的容量也是后续研究应予以考虑的内容。

能源转型发展中的氢能虽不能作为关键能源,但其将在特殊的应用场景中,例如氢燃料电池汽车、工业领域中的高温燃料等,实现对化石燃料的部分替代。未来,随着可再生能源发电成本的降低,P2H与燃料电池在技术上不断成熟,其在能源战略中将具有广阔的发展前景。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 施泉生,丁建勇,刘坤,等. 含电、气、热3种储能的微网综合能源系统经济优化运行[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):269-276,293.
SHI Quansheng, DING Jianyong, LIU Kun, et al. Economic optimal operation of microgrid integrated energy system with electricity, gas and heat storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 269-276, 293.
- [2] XU Xiao, HU Weihao, CAO Di, et al. Optimal operational strategy for an offgrid hybrid hydrogen / electricity refueling station powered by solar photovoltaics[J]. Journal of Power Sources, 2020, 451: 227810.
- [3] 国家能源局. 2019年可再生能源并网运行情况[EB/OL]. (2020-03-06)[2021-01-04]. http://www.nea.gov.cn/2020-03/06/c_138850234.htm.
- [4] BORNAPOUR M, HOOSMAND R A. An efficient scenario-based stochastic programming for optimal planning of combined heat, power, and hydrogen production of molten carbonate fuel cell power plants[J]. Energy, 2015, 83: 734-748.
- [5] MCDONAGH S, AHMED S, DESMOND C, et al. Hydrogen from offshore wind: investor perspective on the profitability of a hybrid system including for curtailment[J]. Applied Energy, 2020, 265: 114732.
- [6] PASHAEI-DIDANI H, NOJAVAN S, NOUROLLAHI R, et al. Optimal economic-emission performance of fuel cell / CHP / storage based microgrid[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(13): 6896-6908.
- [7] 赵冬梅,夏轩,陶然. 含电转气的热电联产微网/热综合储能优化配置[J]. 电力系统自动化,2019,43(17):46-54.
ZHAO Dongmei, XIA Xuan, TAO Ran. Optimal configuration of electric / thermal integrated energy storage for microgrid of combined heat and power microgrid with power to gas[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(17): 46-54.
- [8] 刘伟佳,文福松,薛禹胜,等. 电转气技术的成本特征与运营经济性分析[J]. 电力系统自动化,2016,40(24):1-11.
LIU Weijia, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Cost characteristics and economic analysis of power-to-gas technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24): 1-11.
- [9] COLBERTALDO P, AGUSTIN S B, CAMPANARI S, et al. Impact of hydrogen energy storage on California electric power system: towards 100 % renewable electricity[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(19): 9558-9576.
- [10] ABE J O, POPOOLA A P I, AJENIFUJA E, et al. Hydrogen energy, economy and storage: review and recommendation[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(29): 15072-15086.
- [11] ASSAF J, SHABANI B. Experimental study of a novel hybrid solar-thermal / PV-hydrogen system: towards 100 % renewable heat and power supply to standalone applications[J]. Energy, 2018, 157: 862-876.
- [12] AL-GHUSAIN L, SAMU R, TAYLAN O, et al. Sizing renewable energy systems with energy storage systems in microgrids for maximum cost-efficient utilization of renewable energy resources[J]. Sustainable Cities and Society, 2020, 55: 102059.
- [13] LI Zhengmao, XU Yan. Optimal coordinated energy dispatch of a multi-energy microgrid in grid-connected and islanded modes[J]. Applied Energy, 2018, 210: 974-986.
- [14] 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.
- [15] 欧阳金鑫,李梦阳,唐挺,等. 含电转气的电-气互联系统风机失效的风险调度模型[J]. 电力自动化设备,2020,40(7):24-31.
OUYANG Jinxin, LI Mengyang, TANG Ting, et al. Risk scheduling model of wind turbine failure in integrated electricity and natural gas system with power-to-gas[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(7): 24-31.
- [16] 蔡国伟,孔令国,薛宇,等. 风氢耦合发电技术研究综述[J]. 电力系统自动化,2014,38(21):127-135.
CAI Guowei, KONG Lingguo, XUE Yu, et al. Overview of research on wind power coupled with hydrogen production technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(21): 127-135.
- [17] 袁铁江,胡克林,关宇航,等. 风电-氢储能与煤化工多能耦合系统及其氢储能子系统的EMR建模[J]. 高电压技术,2015,41(7):2156-2164.
YUAN Tiejiang, HU Kelin, GUAN Yuhang, et al. Modeling on hydrogen producing progress in EMR based wind power-hydrogen energy storage and coal chemical pluripotent coupling system[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(7): 2156-2164.
- [18] 谭旭,韩嘉骅,姚进,等. 质子交换膜燃料电池动态特性建模及仿真[J]. 计算机仿真,2013,30(3):157-161.
TAN Xu, HAN Jiahua, YAO Jin, et al. Modeling and simulation of proton exchange membrane fuel cell dynamic characteristics[J]. Computer Simulation, 2013, 30(3): 157-161.

作者简介:



蔡钦钦

蔡钦钦(1996—),女,福建莆田人,硕士研究生,研究方向为综合能源系统经济调度(E-mail: 1641089229@qq.com);

肖宇(1997—),女,河北保定人,硕士研究生,主要研究方向为新能源发电技术以及电力系统优化运行与控制(E-mail: 3228966685@qq.com);

朱永强(1976—),男,天津人,副教授,博士,研究方向为交直流混合微电网、综合能源系统、新能源发电技术(E-mail: zyq@ncepu.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

(下转第161页 continued on page 161)

Parallel equalizer of double supercapacitors voltage doubling battery system

LIU Hongrui¹,ZHANG Kaixiang¹,ZHANG Bin¹,YIN Rong¹,QIAN Jing²

(1. Faculty of Electric Power Engineering,Kunming University of Science and Technology,Kunming 650500,China;

2. Faculty of Metallurgical and Energy Engineering,Kunming University of Science and Technology,
Kunming 650093,China)

Abstract: The traditional capacitive serial equalizer uses the voltage difference between series single batteries to realize the serial equilibrium between single batteries. Because the voltage difference between series single batteries is small, the equalizer has low energy equilibrium efficiency and slow equilibrium speed. For this, a parallel equalizer of double supercapacitors voltage doubling battery system is proposed. The equalizer has the following two working modes: parallel energy reserve of double supercapacitors by parallel equalizing discharge of multiple single batteries, and series energy release of double supercapacitors by parallel equalizing charge of multiple single batteries. The proposed parallel equilibrium strategy can greatly improve the equilibrium speed, the energy storage capacity of capacitor equilibrium is doubled through double supercapacitors, and the equilibrium performance is not limited by the small voltage difference between single batteries. The structure, working principle and control strategy of equalizer are introduced in detail. The experimental platform of four series lithium-ion battery equalizer is established and its prototype is designed, and the experimental results prove the feasibility and superiority of the proposed equalizer.

Key words: double supercapacitors; electric batteries; energy storage; voltage doubling equilibrium; parallel equalization; control

(上接第 112 页 continued from page 112)

Day-ahead economic coordination dispatch model of electricity-heat microgrid considering P2H and fuel cells

CAI Qinqin,XIAO Yu,ZHU Yongqiang

(School of Electrical and Electronic Engineering,North China Electric Power University,Beijing 102206,China)

Abstract: With the increasing proportion of wind and photovoltaic power in the micro-energy network, the development of diversified energy storage technologies will relieve the pressure of energy scheduling caused by the fluctuations of wind and solar energy. Therefore, it is proposed to combine P2H (Power to Hydrogen) with FC (Fuel Cell) as the flexible resource of electricity-heat microgrid to participate in the energy dispatch of microgrid. Under this background, the day-ahead economic coordination dispatch model of electricity-heat microgrid containing wind power, photovoltaic power, P2H, FC, gas turbine and electric boiler is built. Taking the minimum daily operation cost of microgrid as the objective function, and considering the output constraint of each device, the effects of P2H and FC on dispatch in both off-grid operation mode and grid-connected operation mode are analyzed respectively. CPLEX solver is used to solve the model, and the results of an example show that the proposed dispatch model is reasonable.

Key words: power to hydrogen; fuel cells; electricity-heat microgrid; day-ahead dispatch; coordination dispatch

附录 A

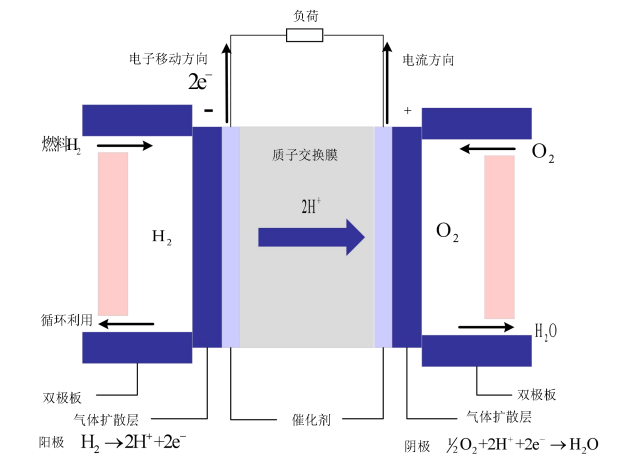


图 A1 燃料电池的运行原理
Fig.A1 Operation principle of fuel cell

表 A1 设备的主要参数
Table A1 Main parameters of equipment

参数	取值	参数	取值
η_{e2h}	0.5	η_{gas}	1.2
γ_{rhp}	0.3	ξ_{gas}	1.5
η_{EB}	0.9	$\omega_{H_2,int}^I$	3.8

表 A2 设备的成本系数
Table A2 Cost factors of equipment

参数	取值	参数	取值
λ_{wt}	0.0196	λ_{pv}	0.0235
C_{wt}^m /元	5000	C_{pv}^m /元	8000
φ_{wt} /(元·kW ⁻¹)	1.7	φ_{pv} /(元·kW ⁻¹)	1.7
λ_{p2h}	3.8	C_H^m /元	6000
λ_{H_s}	0.045	$C_{H_s}^m$ /元	5000
λ_{FC}	3.5	C_{FC}^m /元	6000
λ_{EB}	0.32	C_{EB}^m /元	1000
λ_{gas}	4.2	C_{gas}^m /元	5000

表 A3 分时电价
Table A3 Time-of-use electricity price

时段	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
0—6	0.9
7—10	1.2
11—15	1.4
16—21	1.6
22—24	1.0

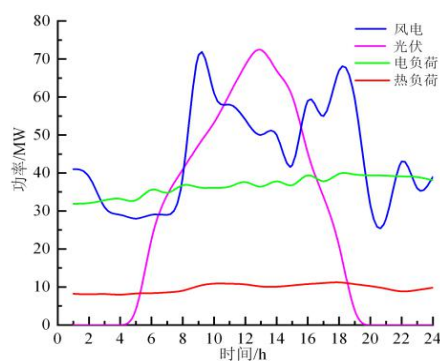
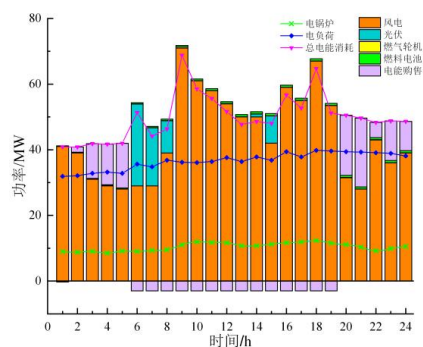
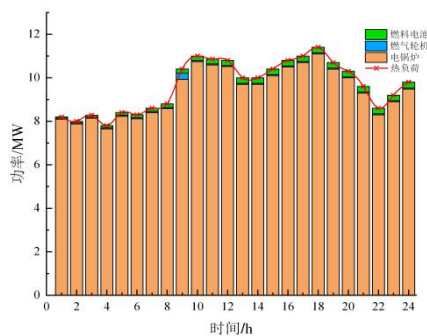


图 A2 负荷需求与风光出力预测曲线

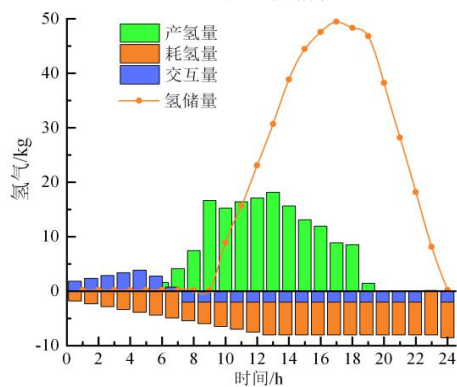
Fig.A2 Forecast curves of load demand and wind/photovoltaic output power



(a) 电能平衡情况



(b) 热能平衡情况



(c) 氢气运行结果

图 A3 并网运行下电能、热能平衡结果及氢气运行结果

Fig.A3 Electricity and thermal energy balance results and hydrogen operation results under grid-connected operation mode