

考虑精细化P2H建模与多点掺氢的气电氢综合能源系统优化运行方法

杨天雨,何川,刘天琪,南璐
(四川大学电气工程学院,四川成都610065)

摘要:针对电制氢(P2H)重要运行特性之间耦合关系建模不全面、集中式的天然气掺氢方法不灵活等问题,提出一种考虑精细化P2H建模与多点掺氢的综合能源系统优化运行方法。基于P2H能耗、产量、效率、运行状态及温度效应之间的耦合关系,并考虑电解槽的主动冷却需要,建立考虑P2H运行状态、能耗与生产关系及电解槽热力学的精细化P2H综合模型;考虑前向节点所输送气体的含氢量,提出一种考虑动态掺氢比的天然气系统多点掺氢方法。算例结果表明,所建模型更符合生产实际,且能促进掺氢灵活性,并对提升系统运行经济性及促进新能源消纳具有积极的作用。

关键词:综合能源系统;氢能;气电氢耦合;电制氢;天然气掺氢;新能源消纳;优化运行

中图分类号:TM73;TK01;TK91

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202602019

0 引言

随着全球气候危机不断加剧,各国对能源转型和能源短缺问题的关注日益增加,积极探索清洁、高效、多样化的能源发展路径。为此,我国提出“双碳”目标,以深化推进能源绿色低碳转型,深度参与全球气候环境治理。“十四五”期间,我国构建了全球最大、发展最快的可再生能源体系,可再生能源发电装机占比由40%提升至60%左右,占据能源领域主导地位^[1]。但新能源出力具有波动性、间歇性以及随机性,使得消纳问题仍是能源发展过程中的重要挑战。综合能源系统作为整合区域内不同能源,实现多种异质能源协调规划、优化运行的新型能源系统,可为降低碳排放量、提高新能源消纳能力提供有效的技术支撑,是推动能源转型的重要发展方向^[2]。同时,氢能作为一种零污染、零排放的二次绿色能源,是促进新能源消纳及耦合气电的重要能源媒介,将氢能引入综合能源系统中,能充分发挥其低碳清洁、安全高效的特性^[3]。电制氢(power to hydrogen, P2H)技术可以利用低电力负荷时段的富余电能来制取氢能,天然气掺氢(hydrogen enriched compressed natural gas, HCNG)技术可以将氢气掺入天然气系统中加以利用,二者对于促进新能源消纳及氢能消费具有重要的意义,且结合综合能源系统的发展方向,可为能源绿色低碳转型提供重要的支撑^[4]。

目前,已有较多关于气电氢综合能源系统的研究。文献[5]综合考虑阶梯式碳排放费用机制,关注

电、气、热之外的氢负荷需求,优化燃气轮机热电比的可调性,提出了一种综合能源系统的多时间尺度低碳运行优化策略。文献[6]构建了氢能多样化利用模型,引入阶梯碳交易机制,提出了综合能源系统的低碳化改造系统集成方法。文献[7]构建了电转气、碳捕集系统和氢燃料电池的联合运行框架,实现了气电氢综合能源系统的低碳经济调度。文献[8]建立了掺氢入气与长管拖车运氢的氢供应链模型,并结合氢能汽车需求响应模型,提出了氢供应链参与系统协同调度的运行模式。当前的研究表明,气电氢综合能源系统通过配合各类技术、设备与运行机制,可以有效提升系统的经济性,并促进新能源消纳。但上述研究所应用的各项技术、设备大多为简易模型,或注重各技术、设备之间的联合运行机制,但忽略了技术、设备自身的运行特性,以及各运行特性之间的耦合关系,相关问题仍需开展进一步研究。

目前,已有学者针对P2H技术开展了一系列的研究。文献[9]建立了P2H设备模型,并将其作为氢源,构建了气电氢综合能源系统的优化调度模型,分析了气电氢多能耦合的关联性。文献[10]将P2H技术作为碳捕集与电转气联合运行框架的重要环节。文献[11]结合P2H技术、HCNG技术和需求响应技术,综合考虑源-网-荷-氢的协同优化,建立了电-氢-HCNG耦合的城市综合能源系统低碳优化调度模型。文献[12]进一步考虑P2H的效率特性,提出了基于制氢装置效率特性的风储制氢电厂优化控制策略。文献[13]在P2H效率特性的基础上考虑启停特性,提出了一种计及效率和启停特性的大规模离网风电制氢多电解槽切换调度策略。文献[14]针对电解槽的电热特性进行建模,并在电热特性模型的基础上,引入最适温度控制策略,实现了P2H稳定

收稿日期:2025-10-17;修回日期:2026-01-19

在线出版日期:2026-02-13

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52277114)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52277114)

产氢。综合而言,现有研究大多将P2H模型构建为简单的、具有固定能量转换效率的电负荷形式,或者分析了部分运行特性及部分耦合关系,但考虑并不全面,如:在启停特性方面,侧重于逻辑切换本身,未将启停特性与电解槽的生产进一步耦合;在热力学特性方面,虽然考虑了与电气特性的耦合,但忽略了启停特性对热力学特性的影响,且未对电解槽在不同状态下的加热与主动冷却需求进行细分,未建立针对P2H重要运行特性的全耦合综合模型。因此,在综合能源系统的优化运行层面全面考虑P2H的运行特性以及特性之间的耦合关系仍具有较大的研究价值。

此外,在HCNG技术的应用中,目前氢气与天然气的掺混包括集中式掺氢和多点掺氢2种模式^[15]。在集中式掺氢模式中,气体在气阀站集中混合后重新通入天然气系统;而在多点掺氢模式中,气体则在多个特定的节点掺混。集中式掺氢模式目前相对成熟,已有较多的应用^[16],如丹麦的社区氢能项目“Lolland Hydrogen Community”^[17],而非集中式的多点掺氢模式仍然具有挑战性^[18]。文献[19]总结了天然气与氢气掺混后的各类性质特性,并对综合能源系统运输的氢气掺混方法、氢聚集预防方法、终端综合利用等研究方向进行了展望。文献[20-22]考虑掺氢燃气轮机、掺氢燃气锅炉等设备,构建了含掺氢天然气的综合能源系统,分析了氢能的耦合方式、掺氢比等对系统运行的影响,但氢能的参与形式过于单一,未涉及掺氢管网系统。文献[23]提出了在碳交易市场下融合气网的动态掺氢技术,提高了系统的用氢规模与捕碳灵活性。文献[24]提出了一种包含氢能的源网荷储全过程HCNG综合运行模型,分析了不同氢含量下系统的运行性能。上述研究在掺氢设备的基础上考虑了掺氢管网、氢能生产与存储等环节,凸显了氢能在综合能源系统中的应用,但与大多数研究类似,所用的掺氢模式大多为在气源处的集中式掺氢,较少涉及在非气源处的多点掺氢,相关研究仍需进一步开展。

基于上述背景,本文提出一种考虑精细化P2H建模与多点掺氢的气电氢综合能源系统优化运行方法。首先,考虑电解槽的生产、待机、关机3种运行状态及其转换关系,建立考虑启停特性的P2H运行状态模型;根据生产实际,引入辅助能耗,提出考虑生产能耗、产氢速率、工作电流及工作温度之间耦合影响关系的P2H能耗与生产模型;计及温度效应,考虑P2H的热量变化及其对工作运行的影响,建立考虑主动冷却实际需求的电解槽热力学模型,从而构建考虑P2H运行状态、能耗与生产关系及电解槽热力学的精细化P2H综合模型。然后,不同于简化的固定掺氢比及在气源处的集中式掺氢模式,本文综

合考虑P2H直接注氢及前向节点输送气体的含氢量,建立动态掺氢比的计算公式,进而提出一种考虑动态掺氢比的天然气系统多点掺氢方法。最后,通过算例分析验证了本文所提考虑精细化P2H建模与多点掺氢的气电氢综合能源系统优化运行方法的正确性及有效性。

1 精细化P2H综合模型

本章依据P2H的实际物理过程,建立精细化P2H综合模型,以提高气电氢综合能源系统优化运行问题中P2H数学模型在物理意义上的真实性及正确性,并通过可控的线性化方法降低精细化模型的求解难度。所建精细化P2H综合模型考虑了电解槽的运行状态及状态转换、能耗与生产关系及其温度效应,强调了电解槽能耗、产量、效率与运行状态及温度效应之间的耦合关系,并根据电解槽主动冷却的实际需求对一阶温度模型进行改进。

1.1 运行状态模型

运行状态模型描述了P2H电解槽的各运行状态以及各状态之间的转换关系。目前普遍采用生产、待机、关机3种状态描述电解槽的运行状态。当电解槽处于生产状态时,其通过消耗电能电解水,产生氢气和氧气;当电解槽处于待机状态时,其维持生产所需的各类条件(如温度),以便可以随时进行生产,但实际并不生产,因此此时只消耗少量的电能来保持机组的待机状态;当电解槽处于关机状态时,其既不进行生产也不维持生产所需的条件,此时忽略其实际存在的微小能耗,认为其并不消耗电能。

P2H电解槽各运行状态之间的转换关系如图1所示,从关机状态直接转换为生产状态为冷启动方式,而从待机状态转换为生产状态则为热启动方式。

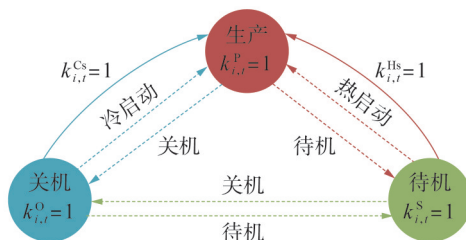


图1 电解槽的运行状态

Fig.1 Operation status of electrolyzer

定义3个0-1变量来描述电解槽的运行状态,且电解槽在每一个时段只能处于1种运行状态,因此需要满足如下约束:

$$k_{i,t}^P + k_{i,t}^S + k_{i,t}^O = 1 \quad (1)$$

式中: $k_{i,t}^P$ 、 $k_{i,t}^S$ 、 $k_{i,t}^O$ 分别为 t 时段电解槽 i 的生产状态、待机状态、关机状态变量,若处于相应的状态,则取值为1,否则取值为0。

此外,引入0-1变量 $k_{i,t}^{Cs}$ 、 $k_{i,t}^{Hs}$ 分别表示冷启动方式与热启动方式(若进行了相应的启动方式则取值为1,否则取值为0),冷启动约束如式(2)所示,热启动约束如式(3)所示。

$$k_{i,t-1}^{Cs} = k_{i,t}^P k_{i,t-1}^O \quad (2)$$

$$k_{i,t-1}^{Hs} = k_{i,t}^P k_{i,t-1}^S \quad (3)$$

式中: $k_{i,t-1}^{Cs}$ 表示电解槽 i 在 $t-1$ 时段进行了冷启动,即电解槽 i 从 $t-1$ 时段的关机状态转换为 t 时段的生产状态; $k_{i,t-1}^{Hs}$ 表示电解槽 i 在 $t-1$ 时段进行了热启动,即电解槽 i 从 $t-1$ 时段的待机状态转换为 t 时段的生产状态。

式(2)和式(3)是非线性的,本文采用不等式 $k_{i,t-1}^{Cs} \geq k_{i,t}^P + k_{i,t-1}^O - 1$ 、 $k_{i,t-1}^{Cs} \leq k_{i,t}^P$ 、 $k_{i,t-1}^{Cs} \leq k_{i,t-1}^O$ 、 $k_{i,t-1}^{Hs} \geq k_{i,t}^P + k_{i,t-1}^S - 1$ 、 $k_{i,t-1}^{Hs} \leq k_{i,t}^P$ 、 $k_{i,t-1}^{Hs} \leq k_{i,t-1}^S$ 进行替换,即可消除P2H电解槽运行状态模型的非线性部分,使其完全线性化。此外,当电解槽进行热启动及冷启动时,会伴随相应的热启动能耗 P^{Hs} 及冷启动能耗 P^{Cs} 。

1.2 能耗与生产模型

能耗与生产模型描述了P2H电解槽在3种不同运行状态下的能耗及氢气产量。

1)当电解槽处于关机状态,即 $k_{i,t}^O=1$ 时,电解槽既不消耗电能,也不进行生产,认为其能耗为0,即:

$$P_{i,t}^{P2H}=0 \quad (4)$$

式中: $P_{i,t}^{P2H}$ 为 t 时段电解槽 i 的能耗。

2)当电解槽处于待机状态,即 $k_{i,t}^S=1$ 时,电解槽消耗电能,但不进行生产,只需要维持生产所需的必要条件,这一过程通过辅助系统完成,所产生的能耗称为辅助能耗,可表示为:

$$P_{i,t}^{Aux} = \frac{Q_{i,t}^{Heat}}{\eta_{Heat}} + \frac{Q_{i,t}^{Cool}}{\eta_{Cool}} + P_{Aux} \quad (5)$$

式中: $P_{i,t}^{Aux}$ 为 t 时段电解槽 i 的辅助能耗; $Q_{i,t}^{Heat}$ 为 t 时段电解槽 i 为维持温度条件所需加热的热量; $Q_{i,t}^{Cool}$ 为 t 时段电解槽 i 为维持温度条件所需冷却的热量; η_{Heat} 、 η_{Cool} 分别为加热、冷却的电效率; P_{Aux} 为辅助系统除加热、冷却之外泵、控制系统等辅助设备的能耗。

则处于待机状态的电解槽的能耗为:

$$P_{i,t}^{P2H} = P_{i,t}^{Aux} \quad (6)$$

3)当电解槽处于生产状态,即 $k_{i,t}^P=1$ 时,电解槽消耗电能生产氢气和氧气,电解消耗的电能与氢气产量之间的关系是非线性的,且与电压、电流及温度有关。伏安特性曲线是电解槽的重要特性,通常用式(7)所示经验方程来表示电压、电流及温度之间的关系。

$$U = U_{re} + \frac{r_1 + r_2 T}{A} I + s \ln \left(\frac{t_1 + \frac{t_2}{T} + \frac{t_3}{T^2}}{A} I + 1 \right) \quad (7)$$

式中: U 为电解槽单元的工作电压; I 为电解槽单元的工作电流; U_{re} 为电解槽单元的可逆电压,取值为1.23 V; T 为电解槽的温度; A 为电解面积; r_1 、 r_2 为欧姆电阻系数; s 为过电压参数; t_1 — t_3 为拟合系数,均为常数。

则电解槽的电解能耗 P^{ele} 可表示为:

$$P^{ele} = N_{cell} UI \quad (8)$$

式中: N_{cell} 为电解槽单元的数量。

上述电解槽的电解能耗与电解槽单元数量、工作电压及工作电流相关,将式(7)代入式(8),可以得到电解能耗 P^{ele} 关于温度 T 及工作电流 I 的函数 $P^{ele}(T, I)$,但该函数为非线性的,且较为复杂,不适合直接用于综合能源系统的优化问题,因此本文借鉴文献[25]中的方法,采用切平面对该函数进行近似简化,简化过程见附录A式(A1) — (A8),最终得到线性化后的电解槽电解能耗,如式(9)所示。

$$P_{i,t}^{ele} = aT_{i,t} + bI_{i,t} + c \quad (9)$$

式中: $P_{i,t}^{ele}$ 为 t 时段电解槽 i 的电解能耗; $T_{i,t}$ 为 t 时段电解槽 i 的温度; $I_{i,t}$ 为 t 时段电解槽 i 的工作电流; a 、 b 、 c 为近似简化过程中定义的系数,分别如式(A5) — (A7)所示。

由上述线性化方法可以看出, a 、 b 、 c 等系数的大小与参考点的选择有较大的关联性,考虑到电解槽一般在高功率及高温条件下生产工作,则应在最大电流及正常工作温度附近选择参考点。

所用线性化模型与非线性模型在典型工况下的对比如附录A图A1所示。由图可见,本文所用线性化方法可以保证模型仍能较好地表现出电解槽电解功耗与工作电流、工作温度之间的关系。虽然线性化方法在低电流高温、高电流低温的部分非正常工作区域内会产生较大的误差,但绝大多数正常工作点处的误差均在5%以内,且典型工况下的误差在2%以内,符合工程允许的误差要求。

同时,电解槽的电解能耗、工作温度与工作电流均需要满足上、下限约束,分别如式(10) — (12)所示。

$$0 \leq P_{i,t}^{ele} \leq k_{i,t}^P P^{ele, \max} \quad (10)$$

$$T^{\min} \leq T_{i,t} \leq T^{\max} \quad (11)$$

$$k_{i,t}^P I^{\min} \leq I_{i,t} \leq k_{i,t}^P I^{\max} \quad (12)$$

式中: $P^{ele, \max}$ 为电解槽电解能耗的上限; T^{\max} 、 T^{\min} 分别为电解槽工作温度的上、下限; I^{\max} 、 I^{\min} 分别为电解槽工作电流的上、下限。

考虑辅助能耗,则 t 时段电解槽 i 的总能耗 $P_{i,t}^{P2H}$ 为:

$$P_{i,t}^{P2H} = P_{i,t}^{ele} + P_{i,t}^{Aux} \quad (13)$$

综上所述,考虑电解槽的3种运行状态及启动能耗,P2H能耗 $P_{i,t}^{P2H}$ 可表示为:

$$P_{i,t}^{P2H} = k_{i,t}^P P_{i,t}^{ele} + (k_{i,t}^S + k_{i,t}^O) P_{i,t}^{Aux} + k_{i,t}^{Hs} P^{Hs} + k_{i,t}^{Cs} P^{Cs} \quad (14)$$

根据法拉第定律,电解槽的氢气产量与工作电压有关,可表示为:

$$m_{i,t}^{\text{H}_2} = 11.2 \times 3600 \times N_{\text{cell}} \eta_{\text{F}} \frac{M_{\text{H}_2} I_{i,t}}{2F_{\text{Frd}}} \quad (15)$$

式中: $m_{i,t}^{\text{H}_2}$ 为 t 时段电解槽 i 的氢气产量,单位为 m^3/h ; η_{F} 为法拉第效率; M_{H_2} 为氢气的摩尔质量,单位为 kg/mol ; F_{Frd} 为法拉第常数,取值为 $96485.3\text{ C}/\text{mol}$ 。

其中法拉第效率 η_{F} 表示电解槽实际的最大氢气产量与理论最大氢气产量之间的比值,可进一步表示为:

$$\eta_{\text{F}} = \frac{(IA)^2}{f_1 + (IA)^2} f_2 \quad (16)$$

式中: f_1 、 f_2 为表示电流损耗的经验参数。

在通常情况下,电解槽正常运行时的法拉第效率接近1,而电解槽的电解效率可用氢气产量与电解能耗表示,如式(17)所示。

$$\eta_{i,t}^{\text{ele}} = \frac{m_{i,t}^{\text{H}_2} H_{\text{H}_2}}{P_{i,t}^{\text{ele}}} = 3600 N_{\text{cell}} \eta_{\text{F}} \frac{M_{\text{H}_2} I_{i,t} H_{\text{H}_2}}{2F_{\text{Frd}}(aT_{i,t} + bI_{i,t} + c)} \quad (17)$$

式中: $\eta_{i,t}^{\text{ele}}$ 为 t 时段电解槽 i 的电解效率; H_{H_2} 为氢气的高热值,取值为 $12.7\text{ MJ}/\text{m}^3$ 。

1.3 电解槽的热力学模型

上述模型表明,电解槽的运行状态与工作温度具有极为密切的关系,工作温度的改变会极大地影响电解槽的效率,同时也会影响电解槽运行状态的转换,因此建立电解槽的热力学模型对准确描述电解槽的工作性质具有重要的意义^[26]。

电解槽自身的电化学反应会产生热量的变化,热交换也会产生热量的变化,从而导致电解槽的工作温度发生变化,而不同的工作温度会使电解槽的效率发生变化,一般情况下 $60\sim 80\text{ }^\circ\text{C}$ 是电解槽较为合适的工作温度范围^[27]。电解槽自身电化学反应引起的热量变化与工作电压有关,若工作电压不同,则自身电化学反应既可以吸收热量,也可以释放热量。当工作电压较高时,电解槽的反应过程一般释放热量;当工作电压较低时,电解槽的反应过程一般吸收热量。而热中性电压 U_{in} 是衡量吸热、放热的参数,在该电压下,电解槽自身的电化学反应既不放热也不吸热。热中性电压 U_{in} 的表达式为:

$$U_{\text{in}} = \frac{\Delta H}{2F_{\text{Frd}}} \quad (18)$$

式中: ΔH 为电解槽自身反应的焓变,本文中的取值为 $286\text{ kJ}/\text{mol}$ 。

借助热中性电压, t 时段电解槽 i 电解反应的放热量 $Q_{i,t}^{\text{ele}}$ 可表示为:

$$Q_{i,t}^{\text{ele}} = N_{\text{cell}}(U_{i,t} - U_{\text{in}})I_{i,t} = P_{i,t}^{\text{ele}} - N_{\text{cell}}U_{\text{in}}I_{i,t} \quad (19)$$

式中: $U_{i,t}$ 为 t 时段电解槽 i 的工作电压。

则电解槽的热量平衡方程可表示为:

$$C^T \frac{T_{i,t+1} - T_{i,t}}{\Delta t} = Q_{i,t}^{\text{ele}} - Q_{i,t}^{\text{Diss}} - Q_{i,t}^{\text{Cool}} + Q_{i,t}^{\text{Heat}} \quad (20)$$

式中: C^T 为电解槽的热容量; Δt 为单位时段时间间隔; $Q_{i,t}^{\text{Diss}}$ 为 t 时段电解槽 i 自然流失的热量。

电解槽自然流失的热量可进一步表示为:

$$Q_{i,t}^{\text{Diss}} = \frac{T_{i,t} - T_{\text{am}}}{R_{\text{Diss}}} \quad (21)$$

式中: R_{Diss} 为温度自然流失的热阻; T_{am} 为环境温度。

其中,冷却与加热过程需要满足辅助设备的控温能力约束,且根据电解槽主动冷却的实际需求与工作间隔,不再考虑待机状态的冷却能耗,以优化电解槽热力学过程的冷却特性。冷却与加热过程的相关约束分别如式(22)和式(23)所示。

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{Cool}} \leq k_{i,t}^{\text{P}} Q_{i,t}^{\text{Cool,max}} \quad (22)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{Heat}} \leq (k_{i,t}^{\text{P}} + k_{i,t}^{\text{S}}) Q_{i,t}^{\text{Heat,max}} \quad (23)$$

式中: $Q_{i,t}^{\text{Cool,max}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{Heat,max}}$ 分别为电解槽辅助设备为维持温度条件所提供冷却、加热的热量上限。

2 考虑多点掺氢的混氢天然气网络运行模型

掺入氢气后,由于网络内气体的成分发生变化,传统的天然气网络运行模型不再能够准确地描述混氢天然气网络的实际运行规律,需要考虑气体成分变化对热值/相对气体密度/韦伯系数等气体物理性质参数、管网输运特性及终端设备特性的影响,建立考虑多点掺氢的混氢天然气网络运行模型。

本文忽略氢气掺混过程及燃气传输过程中的温度变化,并假设氢气与天然气会在节点处完全混合,从某一节点流向下游管道的气体中的掺氢比与该节点处的掺氢比相同^[28]。

2.1 掺混气体的物理性质约束

将氢气与天然气保持在同一压力条件下进行掺混,根据道尔顿定律,掺混气体的体积为所含气体成分的体积之和,则掺氢比即为氢气的体积占所有气体体积之和的比例,动态掺氢比的计算公式如式(24)所示,其分子中的第1项表示与节点 m 相连的所有设备直接注入的氢气量,第2项表示与节点 m 相连的所有前向节点所输送气体的含氢量;分母表示节点 m 处所有气体的体积之和。氢气等天然气替代气体的掺入会改变所运输气体的各类物理性质参数^[29],氢气注入天然气网络与天然气掺混形成HCNG的高热值、相对气体密度以及韦伯系数会随着掺氢比的不同而变化,如式(25)~(27)所示。

$$\omega_{m,t} = \frac{\sum_{i \in G_{\text{P2H}}(m)} G_{i,t} + \sum_{n \in G_{\text{I}}(m)} \omega_{n,t} G_{nm,t}}{\sum_{i \in G_{\text{P2H}}(m)} G_{i,t} + \sum_{n \in G_{\text{I}}(m)} G_{nm,t} + \sum_{j \in G_{\text{I}}(m)} G_{j,t}} \quad (24)$$

$$H_{m,t} = \omega_{m,t} H_{\text{H}_2} + (1 - \omega_{m,t}) H_{\text{NG}} \quad (25)$$

$$S_{m,t} = \omega_{m,t} S_{\text{H}_2} + (1 - \omega_{m,t}) S_{\text{NG}} \quad (26)$$

$$W_{m,t} = \frac{H_{m,t}}{\sqrt{S_{m,t}}} \quad (27)$$

式中： $G_{P2H}(m)$ 为与节点 m 相连的P2H设备集合； $G_n(m)$ 为与节点 m 相连的前向节点集合； $G_j(m)$ 为与节点 m 相连的气源集合； $\omega_{m,t}$ 为 t 时段节点 m 的掺氢比； $G_{i,t}$ 为 t 时段P2H设备 i 注入的氢气流； $G_{nm,t}$ 为 t 时段注入管道 mn 末端的气体流量； $G_{j,t}$ 为 t 时段气源 j 注入的天然气流； $H_{m,t}$ 为 t 时段节点 m 处气体的高热值； H_{NG} 为天然气的高热值； $S_{m,t}$ 为 t 时段节点 m 处气体的相对气体密度； S_{H_2} 、 S_{NG} 分别为氢气、天然气的相对气体密度； $W_{m,t}$ 为 t 时段节点 m 处气体的韦伯系数。

与设置固定的掺氢比不同的是，式(24)~(27)构造的考虑前向节点所输送气体含氢量的动态掺氢比，强调了各节点的掺氢比根据系统的实际运行情况随调度时段动态变化的特性。

不同的国家与地区对天然气网络运输气体的高热值和韦伯系数具有不同的安全运行范围规定，如：意大利国家输电系统运营商规定天然气网络运输气体的高热值应在34.5~44 MJ/m³内；而根据我国的城镇燃气分类和基本特性标准GB/T 13611—2018，注入天然气运输网络的气体高热值应在45.7~55.9 MJ/m³内，韦伯系数应在31.97~43.57 MJ/m³内。经过计算，当氢气的注入比例为20%时，仍可保证运输气体的高热值和韦伯系数满足标准GB/T 13611—2018的要求^[24]。同时，考虑到氢脆、氢腐蚀的风险，将天然气网络中每一个节点处的掺氢比上限设定为20%^[30]，则掺氢比需要满足：

$$0 \leq \omega_{m,t} \leq \omega^{\max} \quad (28)$$

式中： ω^{\max} 为掺氢比上限，本文中取值为20%。

2.2 管网运行约束

2.2.1 节点能量守恒约束

天然气管道的任一节点都应满足节点能量守恒约束，即：

$$\sum_{j \in G_j(m)} E_{j,t} + \sum_{i \in G_{P2H}(m)} E_{i,t} + \sum_{n \in G_n(m)} E_{nm,t} = \sum_{n \in G_n(m)} E_{mn,t} + \sum_{d \in G_d(m)} E_{d,t} + \sum_{g \in G_g(m)} E_{g,t} \quad (29)$$

式中： $G_d(m)$ 为与节点 m 相连的气负荷集合； $G_g(m)$ 为与节点 m 相连的燃气轮机集合； $E_{j,t}$ 为 t 时段气源 j 注入天然气的能量； $E_{i,t}$ 为 t 时段P2H设备 i 注入氢气的能量； $E_{mn,t}$ 、 $E_{nm,t}$ 分别为 t 时段注入管道 mn 首、末端的气体能量； $E_{d,t}$ 为 t 时段气负荷 d 消耗的能量； $E_{g,t}$ 为 t 时段燃气轮机 g 消耗的能量。

2.2.2 能量-流量转换关系约束

2.2.1节采用能量的概念描述节点能量守恒约束，是因为氢气等替代气体的加入会使运输气体的热值发生变化，仅用体积流量无法准确表示天然气管道输气能力的变化，而气体的能量与体积流量之

间有如下关系：

$$E = HG \quad (30)$$

式中： E 为气体的能量； H 为气体的热值； G 为气体的体积流量。

则式(29)可表示为：

$$H_{NG} \sum_{j \in G_j(m)} G_{j,t} + H_{H_2} \sum_{i \in G_{P2H}(m)} G_{i,t} + \sum_{n \in G_n(m)} H_{n,t} G_{nm,t} = H_{m,t} \left(\sum_{n \in G_n(m)} G_{mn,t} + \sum_{d \in G_d(m)} G_{d,t} + \sum_{g \in G_g(m)} G_{g,t} \right) \quad (31)$$

式中： $G_{mn,t}$ 为 t 时段注入管道 mn 首端的气体流量； $G_{d,t}$ 为 t 时段气负荷 d 消耗的气体流量； $G_{g,t}$ 为 t 时段燃气轮机 g 消耗的气体流量。

2.2.3 气体流动约束

采取Weymouth方程描述气体在天然气管道中的流动。管道内的平均气体流量如式(32)所示，Weymouth方程如式(33)和式(34)所示，节点气压上、下限约束如式(35)所示，管道流量的上、下限约束如式(36)所示。

$$G_{mn,t}^{\text{avg}} = \frac{G_{mn,t} - G_{nm,t}}{2} \quad (32)$$

$$G_{mn,t}^{\text{avg}} = \text{sgn}(\pi_{m,t}, \pi_{n,t}) K_{mn} \sqrt{|\pi_{m,t}^2 - \pi_{n,t}^2|} \quad (33)$$

$$\text{sgn}(\pi_{m,t}, \pi_{n,t}) = \begin{cases} 1 & \pi_{m,t} \geq \pi_{n,t} \\ -1 & \pi_{m,t} < \pi_{n,t} \end{cases} \quad (34)$$

$$\pi_m^{\min} \leq \pi_{m,t} \leq \pi_m^{\max} \quad (35)$$

$$G_{mn}^{\min} \leq G_{mn,t} \leq G_{mn}^{\max} \quad (36)$$

式中： $G_{mn,t}^{\text{avg}}$ 为 t 时段管道 mn 内的平均气体流量； K_{mn} 为管道 mn 的Weymouth常数； $\pi_{m,t}$ 、 $\pi_{n,t}$ 分别为节点 m 、 n 的压力； π_m^{\max} 、 π_m^{\min} 分别为节点 m 压力的上、下限； G_{mn}^{\max} 、 G_{mn}^{\min} 分别为管道 mn 内气体流量的上、下限。

2.3 管网设备特性约束

2.3.1 气源供气量约束

天然气气源的供气量需要满足供气量上、下限约束及爬坡约束，分别如式(37)和式(38)所示。

$$G_j^{\min} \leq G_{j,t} \leq G_j^{\max} \quad (37)$$

$$-G_j^{\text{RD}} \leq G_{j,t} - G_{j,t-1} \leq G_j^{\text{RU}} \quad (38)$$

式中： G_j^{\max} 、 G_j^{\min} 分别为气源 j 供气量的上、下限； G_j^{RU} 、 G_j^{RD} 分别为气源 j 供气量向上、向下爬坡限值。

2.3.2 燃气轮机运行约束

燃气轮机消耗天然气或HCNG进行发电，需要满足能量转换关系约束、气体体积流量与能量的关系约束、耗气量约束，分别如式(39)~(41)所示。

$$P_{g,t} = \eta_g E_{g,t} \quad (39)$$

$$E_{g,t} = H_{m,t} G_{g,t} \quad (40)$$

$$0 \leq G_{g,t} \leq G_g^{\max} \quad (41)$$

式中： $P_{g,t}$ 为 t 时段燃气轮机 g 的发电量； η_g 为燃气轮机 g 的发电效率； G_g^{\max} 为燃气轮机 g 的耗气量上限。

3 考虑精细化P2H建模与多点掺氢的综合能源系统优化调度模型

本章考虑精细化P2H建模与多点掺氢,建立了综合能源系统优化调度模型。

3.1 目标函数

综合能源系统优化调度模型以最小化系统综合成本为优化目标,综合成本包括火电机组发电成本、购气成本及弃风惩罚成本,目标函数如式(42)所示。此外,电解槽的运行成本以运行能耗(如电解能耗、辅助能耗、启动能耗等)的形式体现,其由系统电源供能,包含在火电机组发电成本中考虑;同理,燃气轮机的运行成本包含在购气成本中考虑。

$$\min F = \sum_{t=1}^r \left[\sum_{p \in \Omega_p} (a_p P_{p,t}^2 + b_p P_{p,t} + c_p) + \sum_{j \in \Omega_j} \rho_j G_{j,t} + \sum_{w \in \Omega_w} \rho_w (P_{w,t}^{pre} - P_{w,t}) \right] \quad (42)$$

式中: F 为综合成本; r 为调度周期的时段总数; Ω_p 为火电机组集合; Ω_j 为气源集合; Ω_w 为风电场集合; a_p 、 b_p 、 c_p 为火电机组 p 的发电成本系数; $P_{p,t}$ 为 t 时段火电机组 p 的发电量; ρ_j 为气源 j 的购气成本系数; ρ_w 为弃风惩罚系数; $P_{w,t}^{pre}$ 为 t 时段风电场 w 的预测发电量; $P_{w,t}$ 为 t 时段风电场 w 的上网电量。

3.2 约束条件

综合能源系统优化调度模型需要满足的约束条件包括电力系统运行约束以及精细化P2H模型的相关约束、混氢天然气网络的运行约束。其中,电力系统运行约束基于直流潮流,包括节点电量守恒约束、传输线路潮流约束、发电机组发电量约束、发电机组爬坡约束、风电场供电量约束,具体如附录A式(A9)~(A15)所示。

3.3 模型的线性化处理

虽然前文已对部分模型进行了线性化处理,但上述模型中仍存在非线性部分,如含有连续变量乘积项的式(24)与式(31)、Weymouth方程式(33)中含有的平方项、含0-1变量与连续变量乘积项的式(14)等。其中,针对连续变量乘积项的非线性情况,采用文献[31]中的方法进行线性化处理;针对含有平方项的Weymouth方程,采用文献[32]中的方法进行处理。具体线性化处理过程如附录A式(A16)~(A30)所示。

最终,本文以式(42)为优化目标,约束条件考虑电力系统运行约束式(A9)~(A15),精细化P2H模型的运行约束式(1)~(3)、(5)、(9)~(12)、(14)~(23),混氢天然气网络的运行约束式(24)~(28)、(31)~(41),建立考虑精细化P2H建模与多点掺氢的综合能源系统优化调度模型。

4 算例仿真分析

4.1 算例系统概述

本文以由6节点电力系统与7节点天然气系统耦合的气电氢综合能源系统为算例,验证所建模型的正确性与有效性。气电氢综合能源系统中电力系统、天然气系统的拓扑结构分别如附录B图B1和图B2所示。电力系统中包含5台发电机组(G_1 — G_5)、1座风电场、2台P2H设备和3个电力负荷,其中火电机组 G_1 — G_3 分别位于节点1、2、5处,燃气轮机 G_4 、 G_5 分别位于节点3、6处,风电场位于节点4处,2台P2H设备分别位于节点3、4处,电力负荷位于节点2、3、6处。天然气系统的节点6、7处分别接入天然气供应商,并包含3处气负荷,分别位于节点1—3。天然气系统的节点2、6处分别接入1台P2H设备,节点2、3处分别接入燃气轮机 G_4 、 G_5 ,与电力系统相耦合。风电场预测出力以及电力负荷、气负荷曲线如附录B图B3所示。本文使用配置为Intel(R) Core(TM) i9-14900K(3.20 GHz)的计算机调用商业求解器GUROBI 12.0.3对优化调度模型进行求解。

4.2 算例结果分析

为了分析本文所提精细化P2H模型与基于动态掺氢比的多点掺氢方法的正确性、有效性及其对系统运行的影响,设置3个方案进行仿真分析,具体方案设置如表1所示。各方案的运行成本如表2所示。

表1 方案设置

Table 1 Setting of schemes

方案	是否应用多点掺氢技术	是否考虑简易P2H模型	是否考虑精细化P2H综合模型
1 ^[33]	否	否	否
2 ^[9]	是	是	否
3(本文方案)	是	否	是

表2 各方案的运行成本

Table 2 Operation cost of each scheme

方案	综合成本 / 万元	火电机组发电成本 / 万元	购气成本 / 万元	弃风惩罚成本 / 万元
1	55.4604	17.7814	36.5089	1.1707
2	53.0260	18.9457	34.0803	0
3	53.0416	18.6102	34.4314	0

由表2可知:相较于方案1,考虑简易P2H模型并应用多点掺氢技术的方案2的综合成本明显降低,且没有产生弃风;考虑精细化P2H综合模型并应用多点掺氢技术的方案3同样没有产生弃风,且综合成本相较于方案1明显降低,但相较于方案2略微增大,这主要是因为采用精细化P2H综合模型后,系统的调度决策发生了变化,具体分析如下。

4.2.1 多点掺氢技术的影响分析

方案1不设置P2H,不考虑多点掺氢技术,依靠

燃气轮机利用天然气发电将电力系统与天然气系统相耦合,发电机组和风电场的出力结果如图2所示。由图可知,在方案1下,为了减少弃风,系统优先利用风电,但由于消纳空间不足,系统产生了23.40 MW·h的弃风量,弃风惩罚成本达到1.1707万元。方案2在方案1的基础上考虑简易P2H综合模型,并将所制氢气采用多点掺氢技术混进天然气,系统综合成本较方案1降低了2.4344万元。方案2下发电机组和风电场的出力结果如图3所示。由图可知,相较于方案1,方案2更多地利用风电,从而减少了系统的弃风量与弃风惩罚成本,使得系统的综合成本降低。

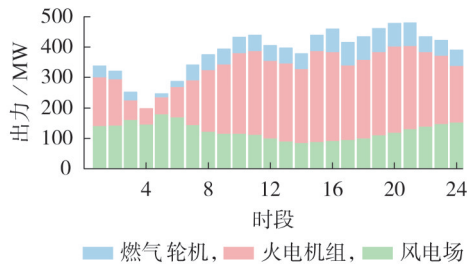


图2 方案1下发电机组和风电场的出力

Fig.2 Output of generators and wind farm under Scheme 1

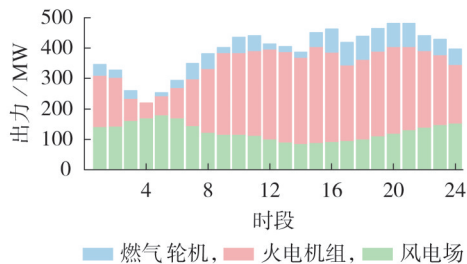


图3 方案2下发电机组和风电场的出力结果

Fig.3 Output of generators and wind farm under Scheme 2

方案2下风电消纳空间得到提升是因为简易P2H模型消耗多余的风电制取氢气。方案2下P2H设备的制氢量如图4所示。由图可知,P2H设备1在时段4制取了3625 m³的氢气,P2H设备2则在多个时段制取了57426 m³的氢气。因此,虽然方案2下的总供电量由于P2H设备的耗电量而提升,但所消耗的电量多数源自富余的风电,所以系统的综合成本因弃风量和弃风惩罚成本的减少而减小。此外,由于P2H设备1所处位置距风电并网节点的拓扑距离较远,且在低电负荷需求、高气负荷需求时段,系统存在较大的P2H需求,以满足总体的经济效益需求,因此方案2下火电机组的供电量增大,火电机组的发电成本提升了1.1643万元;同时,P2H制取的氢气注入天然气系统,替代一部分天然气供给气负荷及燃气轮机使用,使购气成本减少了2.4286万元,

所以综合成本整体降低。

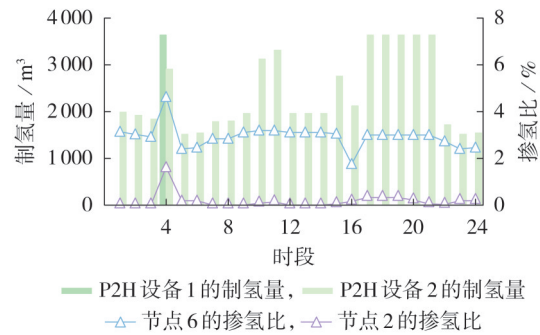


图4 方案2下P2H设备的制氢量

Fig.4 Hydrogen production capacity of P2H devices under Scheme 2

此外,图4中还给出了节点掺氢比的变化情况,可以看出节点掺氢比根据系统的实际运行情况随调度时段动态变化的特性,节点6掺氢比的变化趋势与P2H设备2制氢量的变化趋势较类似,而节点2掺氢比的变化趋势与处于节点2的P2H设备1制氢量的变化趋势较不同,这是因为式(24)定义的动态掺氢比,不仅取决于天然气节点的掺氢量与天然气的供给量,还与前向管道运输气体中的含氢量有关,这也验证了本文所提多点掺氢方法的正确性,由节点6注入的P2H设备2所产氢气经过天然气网络运输到节点2,与P2H设备1所产氢气共同影响节点2及后续节点的掺氢比。

以时段4为例,天然气系统中各节点的掺氢量及掺氢比如表3所示。结合图B2所示天然气系统的拓扑结构可知,P2H设备位于天然气系统的节点2与节点6处,因此这2处节点的掺氢量不为0,而其他节点因未设置P2H而无法在节点处掺氢,所以掺氢量为0。但随着气体在天然气管道中流动,在节点2和节点6处注入的氢气运输到其他下游节点,所以节点1、3、5处虽未注入氢气进行掺氢,但其掺氢比不为0。

表3 方案2下天然气系统中各节点的掺氢量和掺氢比
Table 3 Hydrogen blending volume and blending ratio at each node in natural gas system under Scheme 2

天然气系统节点	掺氢量 / m ³	掺氢比 / %
1	0	1.61
2	3625	1.61
3	0	4.62
4	0	0
5	0	4.62
6	2520	4.62
7	0	0

为了进一步体现本文所提考虑动态掺氢比的多点掺氢方法相较于固定掺氢比的集中式掺氢方法的优势,在方案2的基础上设置方案2.1—2.4。方案

2.1—2.4采取固定掺氢比的掺氢方法,固定掺氢比分别为0.5%、1%、1.5%、2%。系统的运行结果如表4所示,其中方案2.4因某些时段系统的制氢能力超过上限而无解。由表可知,相较于考虑动态掺氢比的多点掺氢方法,当采用固定掺氢比的掺氢方法时,系统综合成本增大,同时产生了较多的弃风量。分析原因如下:当采用固定掺氢比的掺氢方法时,在负荷较大、风电出力相对不足的时段,系统原本不会大量进行制氢、掺氢,但为了满足系统的固定掺氢比要求,系统除了利用风电制氢之外,还会更多地强制使用火电来为P2H设备供能制氢,从而导致火电机组的发电成本增大;而在负荷较小、风电出力相对过剩的时段,系统虽然倾向于进行制氢、掺氢来消纳风电,但由于系统固定掺氢比的限制,P2H设备无法以更大的功率运行制氢,从而导致多余的风电无法被消纳,使得综合成本增大。此外,随着固定掺氢比的增大,系统的综合成本及弃风量逐渐减小,但是,即使是在总掺氢量明显超过方案2的方案2.4下,弃风现象仍较明显,且综合成本也明显高于方案2。可见,采用考虑动态掺氢比的多点掺氢方法,可以更加灵活地进行掺氢,以应对新能源出力的波动性,增强系统的经济性及环保性。

表4 动态掺氢比与固定掺氢比的运行结果对比

Table 4 Comparison of operation results between dynamic hydrogen blending ratio and fixed hydrogen blending ratio

方案	掺氢方式	综合成本相较于方案2的上升率/%	弃风量/(MW·h)	总掺氢量/m ³
2	动态掺氢比	0	0	61 051
2.1	固定掺氢比为0.5%	2.35	17.21	38 511
2.2	固定掺氢比为1%	1.93	11.01	75 832
2.3	固定掺氢比为1.5%	1.65	4.81	115 278
2.4	固定掺氢比为2%	—	—	—

4.2.2 精细化P2H综合模型的影响分析

方案3在方案2的基础上,将简易P2H模型替换为精细化P2H综合模型。结合表2可以看出,采用精细化P2H综合模型后,系统仍可以消纳方案1中无法消纳的风电,没有产生弃风惩罚成本,同时火电机组的发电成本有所下降,但购气成本略微增大,最终系统的综合成本增大了156元。这是因为采用精细化P2H综合模型后,系统的调度决策发生了变化。

方案2和方案3的制氢量对比如图5所示。方案3下P2H设备的工作温度如图6所示。由图5可知,方案3下P2H设备的制氢量明显减少,且生产时间也有所缩短,使得供给天然气系统掺混使用的氢

气量减少,从而使得购气量增多,购气成本增大。分析原因如下:一方面,如图6所示,方案3所采用的精细化P2H综合模型计及了P2H设备工作时的温度效应,考虑了P2H温度的动态变化及其与生产过程和运行状态的耦合关系,如果P2H设备长时间以较高的功率工作,则会使精细化P2H设备的工作温度持续升高,辅助冷却设备的功耗会大幅度增加,生产效率也会降低,所以没有与方案2下的简易P2H设备一样以高功率长时间大量生产氢气;另一方面,方案3所采用的精细化P2H综合模型考虑了P2H的多种运行状态及状态转换,由附录B图B4所示的P2H状态变化情况可知,方案2中的P2H设备仅有生产与关机2种状态,而方案3中P2H设备1与P2H设备2均在时段3进入待机状态,然后在时段4热启动进行生产,结合温度效应的热容量约束,方案3下的P2H设备在时段3转入待机状态,从而防止温度出现过大的涨幅,为时段4的大功率产氢预留了升温空间,保证P2H设备能够在风电出力较大的时段消纳风电,这也体现了本文所提精细化P2H综合模型更加贴近实际工况。

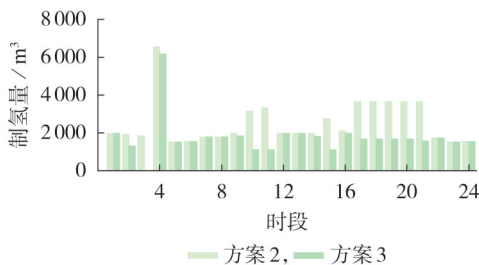


图5 方案2与方案3的制氢量对比
Fig.5 Comparison of hydrogen production capacity between Scheme 2 and Scheme 3

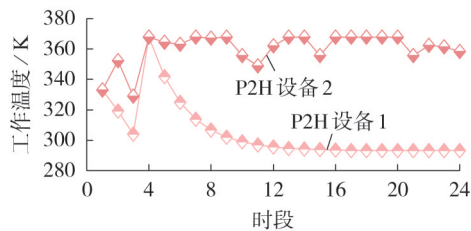


图6 方案3中P2H设备的工作温度
Fig.6 Operating temperature of P2H devices in Scheme 3

为了进一步体现本文所提精细化P2H综合模型的优势,考虑将方案2中简易P2H的生产运行决策代入方案3的精细化P2H综合模型中,即将方案2的生产运行决策代入实际的调度工况,求解方案2的实际运行情况。可得,方案2在实际运行情况中的P2H设备耗电量为151 MW·h,相较于方案3增加了4.29%,同时产生了0.47 MW·h的弃风量,且系统综合成本为53.0674万元,高于方案3的综合成本。分

析可知,虽然方案2实际运行情况中P2H设备的耗电量增大,但主要体现在各时段的辅助能耗增大以及P2H设备在时段3开机生产,使得系统在时段4需要大规模消纳富余风电时,P2H设备由于温度效应,没有足够的升温空间,无法达到最大功率运行,从而产生弃风,造成综合成本增大。可见,方案2得到的生产运行决策在部分实际工况中无法使系统达到最优,而本文所提精细化P2H综合模型考虑了运行状态、能耗与生产关系及电解槽热力学特性,可以得到更符合实际工况的生产运行决策,且在相应生产运行决策下的经济性优于采用简易P2H模型方案2。

4.2.3 P2H热容量的影响分析

为了分析不同热容量对P2H运行及系统调度结果的影响,在方案3的基础上设置方案3.1—3.4,方案3.1—3.4的P2H热容量分别设置为原热容量的90%、80%、70%、60%。不同方案下的系统运行结果如附录B表B1所示。由表可知,随着P2H热容量降低,系统的综合成本以较为平稳的趋势增大,且主要增大部分为弃风惩罚成本,这是因为P2H热容量增大会使电解槽的温度变化更缓慢,则电解槽维持高功率运行产氢的时间得以加长,为时段4获得了更多的风电消纳空间来减少弃风量。不同P2H热容量下的弃风量及制氢量如附录B图B5所示。由图可知:弃风量随着P2H热容量的降低而增大,且变化幅度较为固定;而制氢量随着P2H热容量的降低并不是单调变化的,当热容量由100%降低至70%时,P2H的热惯性减小,生产状态工作时的升温过程加快,产氢效率降低,所以制氢量减小;但当P2H热容量降低为60%时,制氢量并未减小,结合附录B图B6所示的不同热容量下P2H的运行状态结果可以发现,当热容量降低为60%时,P2H设备2在时段1多进行了1h的生产,从而使得制氢量不降反增。可见,热容量会直接影响电解槽的温度变化,然后进一步影响P2H的制氢量及运行状态,从而影响系统的运行结果。因此,需要根据系统的实际需要,合理选择电解槽的P2H热容量,使系统达到最优运行结果。

4.2.4 掺氢比上限的影响分析

为了分析掺氢比上限对P2H运行情况及系统调度结果的影响,本节在方案3的基础上设置方案3.5—3.8,方案3.5—3.8的掺氢比上限分别设置为16%、12%、8%、4%。不同方案下的系统运行结果如附录B表B2所示。通过对比可知,随着掺氢比上限的下调,系统的综合成本增大,这主要是因为总制氢量降低,使得购气成本不断增大,所以系统的综合成本呈上升趋势。

不同掺氢比上限下的制氢量如附录B图B7所示。由图可知:在方案3.5—3.7中,随着掺氢比上限

降低,系统各时段的制氢量并不是均降低,而是基于系统其他机组的调度情况进行调整的,例如在时段4、17—19,各方案的制氢量相似,而在其他时段,制氢量均有明显的区别,但总体趋势上制氢量是减少的;而在方案3.8中,系统的制氢量发生了明显的变化,精细化P2H仅在时段4、5进行生产,在其他时段均未进行生产。可见,掺氢比上限会直接影响P2H的制氢量及运行状态,从而影响系统的运行结果。随着掺氢比上限的降低,一方面,P2H的制氢量减少;另一方面,在气、电负荷波动时,系统利用精细化P2H、燃气轮机等耦合设备来平衡火电机组的发电成本及购气成本的倾向会降低。并且,在掺氢比上限直接限制P2H制氢量的情况下,上述影响会更加明显。此外,需要注意的是,当掺氢比上限直接限制P2H制氢量时,会减少新能源的消纳空间,可能会造成弃风情况的发生。因此,综合能源系统在设定掺氢比上限时应以安全性为先,同时考虑氢脆、氢腐蚀等潜在问题,并结合系统内的新能源容量进行综合考量。

5 结论

本文建立了考虑P2H运行状态、能耗与生产模型及电解槽热力学模型的精细化P2H综合模型,提出了一种考虑动态掺氢比的天然气系统多点掺氢方法,并构建了考虑精细化P2H建模及多点掺氢的综合能源系统优化运行模型。基于算例分析可得如下结论。

1) 本文所提考虑动态掺氢比的多点掺氢方法能够提高掺氢的灵活性,且对于提升系统运行经济性及促进新能源消纳具有积极的作用。

2) 相比于简易P2H模型,本文所提精细化P2H综合模型能够更准确地描述P2H的实际工况,更贴合新能源发电的波动情况进行生产。

3) P2H热容量的减小会使电解槽的温度变化速度加快,从而影响P2H的制氢量及运行状态,并进一步影响系统的运行结果。因此,需要根据系统的实际需要,合理选择P2H热容量来得到系统的最优运行方案。

4) 提高掺氢比上限会降低系统的综合成本,但在制定掺氢比上限时应优先考虑安全性,同时考虑氢脆、氢腐蚀等潜在问题,并结合系统内的新能源容量进行综合考量。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 国家能源局. 高质量完成“十四五”规划系列主题新闻发布会|介绍“十四五”时期能源高质量发展成就[EB/OL]. (2025-08-26)[2025-10-12]. <https://www.nea.gov.cn/20250826/81a62-ca2aedb4f18ac107efd85c4b650/c.html>.

- [2] 刘天琪,张琪,何川. 考虑气电联合需求响应的气电综合能源配网系统协调优化运行[J]. 中国电机工程学报,2021,41(5):1664-1677.
LIU Tianqi,ZHANG Qi,HE Chuan. Coordinated optimal operation of electricity and natural gas distribution system considering integrated electricity-gas demand response[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(5):1664-1677.
- [3] 司方远,段玉戈,盛康玲,等. 绿氢冶金综合能源系统优化:关键问题与研究框架[J]. 中国电机工程学报,2025,45(16):6203-6223.
SI Fangyuan,DUAN Yuge,SHENG Kangling,et al. Fundamental problems and research framework for optimization of integrated energy system for green hydrogen metallurgy[J]. Proceedings of the CSEE,2025,45(16):6203-6223.
- [4] 解蒙蒙,何川,刘绚,等. 考虑电转气两阶段精细化建模的气电氢耦合配网分布鲁棒低碳运行方法[J]. 电力自动化设备,2025,45(9):28-37.
XIE Mengmeng,HE Chuan,LIU Xuan,et al. Distributionally robust low-carbon operation method of gas-electricity-hydrogen coupled distribution network considering two-stage refined modeling of power to gas[J]. Electric Power Automation Equipment,2025,45(9):28-37.
- [5] 李天格,胡志坚,陈志,等. 计及电-气-热-氢需求响应的综合能源系统多时间尺度低碳运行优化策略[J]. 电力自动化设备,2023,43(1):16-24.
LI Tiange,HU Zhijian,CHEN Zhi,et al. Multi-time scale low-carbon operation optimization strategy of integrated energy system considering electricity-gas-heat-hydrogen demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2023,43(1):16-24.
- [6] 周航,王慧媛,贾宏杰,等. 电-氢-气-热园区综合能源系统低碳化改造系统集成方法[J/OL]. 电力系统自动化. (2025-03-07) [2025-10-12]. <https://doi.org/10.7500/AEPS20241015001>.
- [7] 包广清,王建辉. 考虑电转气-碳捕集-氢燃料电池的“以气定热”整体建模与优化[J]. 电力自动化设备,2023,43(12):37-44,76.
BAO Guangqing,WANG Jianhui. Holistic modeling and optimization of “setting heat with gas” considering power-to-gas, carbon capture and hydrogen fuel cell[J]. Electric Power Automation Equipment,2023,43(12):37-44,76.
- [8] 朱振山,郭磊,罗冠辉. 考虑氢能汽车需求响应的电-气-氢综合能源系统事件式分布鲁棒优化调度[J]. 电网技术,2025,49(8):3219-3229.
ZHU Zhenshan,GUO Lei,LUO Guanhui. Event-based distributionally robust optimization scheduling of integrated electricity-gas-hydrogen energy systems considering hydrogen fuel cell vehicle demand response[J]. Power System Technology,2025,49(8):3219-3229.
- [9] 陈胜,张景淳,韩海腾,等. 计及辅助服务的电-气-氢综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化,2023,47(11):110-120.
CHEN Sheng,ZHANG Jingchun,HAN Haiteng,et al. Optimal dispatch of electricity-gas-hydrogen integrated energy system considering auxiliary service[J]. Automation of Electric Power Systems,2023,47(11):110-120.
- [10] 郭静蓉,向月,吴佳婕,等. 考虑CCUS电转气技术及碳市场风险的电-气综合能源系统低碳调度[J]. 中国电机工程学报,2023,43(4):1290-1303.
GUO Jingrong,XIANG Yue,WU Jiajie,et al. Low-carbon optimal scheduling of integrated electricity-gas energy systems considering CCUS-P2G technology and risk of carbon market[J]. Proceedings of the CSEE,2023,43(4):1290-1303.
- [11] 谢敏,卢燕旋,叶佳南,等. 电-氢-混氢天然气耦合的城市综合能源系统低碳优化调度[J]. 电力自动化设备,2023,43(12):109-117.
XIE Min,LU Yanxuan,YE Jianan,et al. Low-carbon optimal scheduling of electricity-hydrogen-HCNG coupled urban integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment,2023,43(12):109-117.
- [12] 孙东阳,于继轩,阮俊霖,等. 基于制氢装置效率特性的风储制氢电厂优化控制策略[J]. 电力自动化设备,2023,43(12):53-61.
SUN Dongyang,YU Jixuan,RUAN Junlin,et al. Optimal control strategy of wind-energy storage hydrogen production power plant based on efficiency characteristics of hydrogen production device[J]. Electric Power Automation Equipment,2023,43(12):53-61.
- [13] 梁涛,杨文博,谭建鑫,等. 计及效率和启停特性的大规模离网风电制氢多电解槽切换调度策略[J]. 电力自动化设备,2025,45(2):78-85.
LIANG Tao,YANG Wenbo,TAN Jianxin,et al. Switching scheduling strategy of multi-electrolyzer for large-scale off-grid wind power hydrogen production considering efficiency and start-stop characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment,2025,45(2):78-85.
- [14] 叶雨润,方家琨,崔世常,等. 计及电热特性与稳定产氢的电制氢负荷频率响应控制方法[J/OL]. 电网技术. [2025-10-12]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0879>.
- [15] ABEYSEKERA M,WU J,JENKINS N,et al. Steady state analysis of gas networks with distributed injection of alternative gas[J]. Applied Energy,2016,164:991-1002.
- [16] 李建林,刘文博,梁忠豪,等. “双碳”背景下全球典型氢能示范工程分析[J]. 电力自动化设备,2026,46(2):1-11.
LI Jianlin,LIU Wenbo,LIANG Zhonghao,et al. Analysis of global typical hydrogen energy demonstration projects under background of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Electric Power Automation Equipment,2026,46(2):1-11.
- [17] QUARTON C J,SAMSATLI S. Power-to-gas for injection into the gas grid: what can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling?[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2018,98:302-316.
- [18] ZHU R,JIANG J J,SUN J K,et al. Optimal planning of integrated electricity-natural gas distribution systems with hydrogen enriched compressed natural gas operation[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2024,161:110174.
- [19] 严思韵,周登极. 综合能源天然气网混氢运输的仿真与调度综述[J]. 中国电机工程学报,2022,42(24):8816-8832.
YAN Siyun,ZHOU Dengji. Review of simulation and scheduling of hydrogen-blended transportation in natural gas network of integrated energy system[J]. Proceedings of the CSEE,2022,42(24):8816-8832.
- [20] 胡俊杰,吴俊,刘雪涛. 基于极限场景法的燃气掺氢综合能源系统两阶段低碳经济调度[J/OL]. 电力系统自动化. (2025-03-03) [2025-10-12]. <https://doi.org/10.7500/AEPS202411-21003>.
- [21] 王沛,张汉清,杨楠,等. 基于模型预测控制的掺氢微能源网低碳经济调度[J]. 电力自动化设备,2025,45(3):1-7,23.
WANG Pei,ZHANG Hanqing,YANG Nan,et al. Low-carbon economic scheduling of hydrogen-doped micro energy grid based on model predictive control[J]. Electric Power Automation Equipment,2025,45(3):1-7,23.
- [22] 蒋炜,郭志民,庞宇航,等. 基于数字孪生模型的主从博弈掺氢综合能源系统最优决策方法[J]. 电力系统保护与控制,2025,53(11):72-83.

- JIANG Wei, GUO Zhimin, PANG Yuhang, et al. Optimal decision-making method for hydrogen-blended integrated energy system based on digital twin models and Stackelberg game theory[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(11): 72-83.
- [23] 林锟, 刘丽军, 蒋怡晴, 等. 考虑改进低碳需求响应的掺氢电气综合能源系统优化调度[J]. 电力自动化设备, 2026, 46(2): 12-21.
- LIN Kun, LIU Lijun, JIANG Yiqing, et al. Optimal scheduling of hydrogen-blended integrated electricity-gas system considering improved low-carbon demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2026, 46(2): 12-21.
- [24] FU C, LIN J, SONG Y H, et al. Optimal operation of an integrated energy system incorporated with HCNG distribution networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2141-2151.
- [25] ZHENG Y, YOU S, BINDNER H W, et al. Optimal day-ahead dispatch of an alkaline electrolyser system concerning thermal-electric properties and state-transitional dynamics[J]. Applied Energy, 2022, 307: 118091.
- [26] FLAMM B, PETER C, BÜCHI F N, et al. Electrolyzer modeling and real-time control for optimized production of hydrogen gas[J]. Applied Energy, 2021, 281: 116031.
- [27] LI J R, YANG B S, LIN J, et al. Two-layer energy management strategy for grid-integrated multi-stack power-to-hydrogen station[J]. Applied Energy, 2024, 367: 123413.
- [28] BELDERBOS A, VALKAERT T, BRUNINX K, et al. Facilitating renewables and power-to-gas via integrated electrical power-gas system scheduling[J]. Applied Energy, 2020, 275: 115082.
- [29] SGARAMELLA A, CIANCIO A, MOJTAHED A. Hydrogen volumetric fraction effects on HCNG refuelling station CAPEX [J]. Journal of Physics: Conference Series, 2023, 2648(1): 012064.
- [30] 尚娟, 鲁仰辉, 郑津洋, 等. 掺氢天然气管道输送研究进展和挑战[J]. 化工进展, 2021, 40(10): 5499-5505.
- SHANG Juan, LU Yanghui, ZHENG Jinyang, et al. Research status-in-situ and key challenges in pipeline transportation of hydrogen-natural gas mixtures[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2021, 40(10): 5499-5505.
- [31] BABAYEV D A. Piece-wise linear approximation of functions of two variables[J]. Journal of Heuristics, 1997, 2(4): 313-320.
- [32] HE C, WU L, LIU T Q, et al. Robust co-optimization scheduling of electricity and natural gas systems via ADMM[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(2): 658-670.
- [33] 赵有林, 邱晓燕, 赵长枢, 等. 气电联合系统的双向优化调度[J]. 电测与仪表, 2020, 57(18): 36-42.
- ZHAO Youlin, QIU Xiaoyan, ZHAO Changshu, et al. Bidirectional optimal dispatching of combined gas and electricity system [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(18): 36-42.

作者简介:

杨天雨(2002—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统优化运行(E-mail: yty@stu.scu.edu.cn);

何川(1988—), 男, 副教授, 博士研究生导师, 主要研究方向为电力系统、综合能源系统优化运行、新能源并网等(E-mail: he_chuan@scu.edu.cn);

刘天琪(1962—), 女, 教授, 博士研究生导师, 主要研究方向为电力系统分析稳定与控制、高压直流输电、调度自动化等(E-mail: tqliu@scu.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Optimal operation method of gas-electricity-hydrogen integrated energy system considering refined P2H modeling and multi-point hydrogen blending

YANG Tianyu, HE Chuan, LIU Tianqi, NAN Lu

(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: To address the issues of incomplete modeling of coupling relationships among key power to hydrogen (P2H) operational characteristics and inflexibility of centralized hydrogen blending method for natural gas system, an optimal operation method of integrated energy system considering refined P2H modeling and multi-point hydrogen blending is proposed. Based on the coupling relationships among the energy consumption, hydrogen production, efficiency, operation states and temperature effect of P2H, and considering the active cooling requirements of electrolyzer, a refined P2H comprehensive model is established, which considers the operation state, energy consumption and production relationship of P2H as well as the thermodynamics of electrolyzer. Considering the hydrogen content of the gas conveyed by the forward nodes, a multi-point hydrogen blending method for natural gas system considering dynamic hydrogen blending ratio is proposed. Case study results indicate that the established model aligns better with actual production scenarios, and can enhance the flexibility of hydrogen blending, and plays a positive role in improving the operational economy of the system and promoting the accommodation of renewable energy.

Key words: integrated energy system; hydrogen energy; gas-electricity-hydrogen coupling; power to hydrogen; hydrogen enriched compressed natural gas; renewable energy accommodation; optimal operation