

考虑火电掺氢氨燃烧发电的受端电力系统多阶段减碳规划

余志鹏¹, 林今^{1,2}, 雷金勇³, 汪洋⁴, 宋永华^{1,5}, 江莉龙⁶, 潘军³, 张行³

(1. 新型电力系统运行与控制全国重点实验室(清华大学), 北京市 100084;

2. 清华四川能源互联网研究院, 四川省成都市 610042;

3. 广东电网有限责任公司广州供电局电力科学研究院(氢能源研究中心), 广东省广州市 510335;

4. 北京清能互联科技有限公司, 北京市 100084; 5. 智慧城市物联网国家重点实验室(澳门大学), 澳门 999078;

6. 福州大学化肥催化剂国家工程研究中心, 福州大学化工学院, 福建省福州市 350116)

摘要: 利用风光新能源,寻找沿海受端电力系统较低成本的减碳路径,是中国“碳达峰·碳中和”目标实现的核心挑战之一。通过分析氢氨储能与现有储能类型(如电化学、压缩空气等)的技术经济差异,建立了时序减碳约束下含耦合火电掺烧的氢氨储能的电力系统多年拓展规划模型,并探讨其在电力系统中实现较低成本减碳的技术经济可行性。算例选取广东电网实际数据进行研究。结果表明,在日益严格的碳减排约束下,需要逐步通过新增风光储、“以气代煤”的火电规划模式、新增氢氨储能(包含气电掺氢、煤电掺氨和氨分解等方式)等技术路径实现减碳目标。对比仅通过锂电池调峰的减碳模式,通过引入耦合火电掺烧的氢氨储能技术,可以避免超配大量的风光储容量,显著降低了风光弃电率。这不仅实现了资源的集约利用,而且通过复用存量火电基础设施,进一步降低了氢氨储能减碳成本。因此,利用氢氨储能技术进行电力系统减碳是一条可规模化且较为经济可行的减碳路径。

关键词: 受端电力系统; 减碳; 储能; 气电掺氢; 煤电掺氨; 拓展规划; 平准化减碳成本

0 引言

电力部门的规模化减碳是实现中国“碳达峰·碳中和”目标的重要组成部分,而沿海超大城市群的规模化减碳是电力减碳的难点之一。电力碳排放呈现出总量大、强度高的特点,以广东电网为例,2021年全网碳排放量达3.6亿t,约占中国年碳排放总量的3%,也是1.5℃温升^[1]水平下政府间气候变化专门委员会(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)预测的全球总碳预算的0.15%^[2]。

电力系统减碳的首要手段是依靠水风光等可再生能源电力。但是,可再生能源无法摆脱波动性与随机性,间歇出现的长时段无风无光或少风少光等极端天气,与超大城市电力供应必须保证的安全性与可靠性形成了重要矛盾^[3]。稳定电力供应的压舱石是充裕可信的本地电力装机的调峰能力。目前,广东电网煤电和气电装机总量约占全网装机总量的

60%,依赖于化石能源调峰是广东电网规模化减碳的难点之一。

沿海受端电网减碳问题的难点与关键是找到低碳的灵活调节资源替代传统火电调峰,并保证电力供应的可靠性。

储能是重要的灵活性资源,但广东电网每年超过24h无风无光、少风少光的次数不少于10次,最长的少风少光时段可能超过100h,现有8h以下的中短时储能手段难以保障电力电量平衡。文献[4]对西北电网新能源数据进行了类似的统计,发现不同季节风电持续低出力的天数在6~10d,光伏则在2~6d。

氢氨储能作为一种长时/超长时储能形式,具有大规模减碳的潜力。在氢储能方面,文献[5]采用4个季节的典型日数据,对低碳园区综合能源系统在满足电、热负荷需求条件下的氢储能配置进行了优化。类似于基于典型日的方法被大量文献采用^[6-8]。然而,针对氢氨储能这一类具有季节性调节能力的长时储能形式,典型日方法忽略了可再生能源的日间不确定性与季节性不平衡等问题^[9]。针对这一问题,文献[10]提出采用条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)量化季节性不平衡

收稿日期: 2024-09-10; 修回日期: 2024-12-03。

上网日期: 2025-01-16。

国家重点研发计划资助项目(2021YFB4000500, 2021YFB4000400)。

量,从而考虑氢储能作为季节性储能在电力系统中的优化配置。文献[11-13]直接采用风光的8760 h数据优化电转氢(power-to-hydrogen, P2H)系统的最优容量配置。

在氨储能方面,目前的研究主要关注电转氨(power-to-ammonia, P2A)系统的优化配置^[14-16],将P2A视作灵活负荷参与电网调峰,但P2A无法实现“填谷”。同时,部分研究涉及氨发电环节,如文献[17]综述了氨储能在发电侧、电网侧和用户侧的应用场景,使用氨燃料发电实现了真正意义上的“削峰填谷”;文献[18]进一步探讨了氨作为高效储氢介质的优势,并阐述了发展“氨-氢”能源绿色循环经济路线的技术挑战及政策建议,但这些研究均未在实际案例中验证其技术经济可行性。文献[19]研究了基于氨储能的风光火综合能源系统的优化调度方法,将P2A和火电机组掺氨燃烧相结合,在提高风光利用率的同时降低碳排放,但该研究仅考虑调度优化,未考虑氨储能的容量配置问题。

综上所述,现有研究对于氢氨储能的适用场景及其技术经济水平尚不明确,尤其缺少与区域电力系统减碳相结合的氢氨储能优化配置研究,无法解决如何将氢氨储能的发电环节与燃煤、燃气机组等电力系统已有发电设施相结合以降低成本的问题。

针对上述问题,本文研究了考虑火电掺氢氨燃烧的受端电力系统多阶段减碳。首先,结合电力系统已有的煤电和气电设施,充分考虑煤电掺氨、气电掺氢和氨分解等技术,建立“电-氢-氨-氢-电”全流程模型,并通过建立煤电启停的线性近似模型,更准确地刻画了煤电的灵活调节能力。其次,基于风光、负荷等全年8760 h时序数据,考虑时序减碳,建立风光火储氢氨多阶段拓展规划模型,并通过8760 h直接优化,充分刻画风光间歇性和季节性不平衡问题,确保了氢氨储能容量优化结果的可靠性。最后,基于广东电网的实际数据进行了实证分析。

1 受端电力系统中的氢氨储能建模

1.1 氢氨储能技术经济特点

氢氨储能系统包括电解水制氢、储氢与氢发电、合成氨、储氨、氨分解和氨发电等环节。相比于现有的新型储能,氢氨储能具有明显的技术经济特点,各类储能的充放电效率、设备投资和使用寿命等对比如附录A表A1所示,电、氢、氨三类储能介质的能量密度对比如表A2所示。

根据附录A中的分析可知,相比于电化学储能,氢氨储能更适用于低放电频次和长时/超长时能量存储需求的场景,如百小时级的单次持续放电和

季节性调节等典型应用场景。

1.2 耦合火电掺烧的氢氨储能模型

典型的受端电力系统如图1所示。发电侧包括不可调常规发电(水电+核电+外区送入)、陆上风电、海上风电、光伏、燃煤发电和燃气发电;负荷侧主要由实际电力负荷需求和网损构成;储能包括抽水蓄能、电化学储能和氢氨储能。

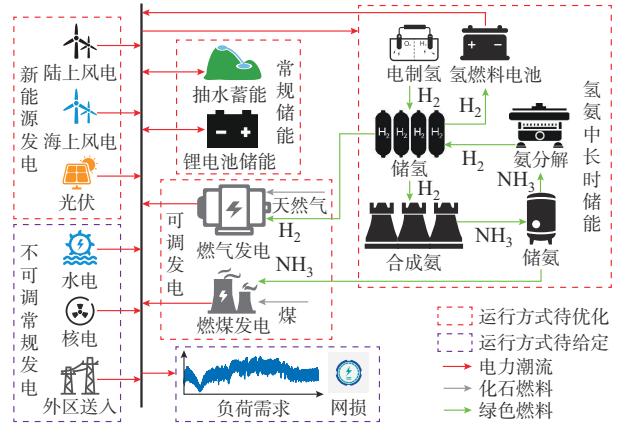


图1 含氢氨储能的受端电力系统示意图
Fig. 1 Systematic diagram of receiving-end power systems incorporating hydrogen-ammonia energy storage

其中,氢氨储能模型包括“电-氢-氨-氢-电”全流程建模,即制氢、储氢、氢发电、合成氨、储氨、氨分解和氨发电等环节。考虑到1.1节提及的氢氨储能的能量转换环节成本高的问题,本文采用火电掺烧,即煤电掺氨和气电掺氢的技术来实现氢氨储能的放电,减少了设备投资,提高了已有火电设施的利用率。下文给出耦合火电掺烧的氢氨储能的具体数学模型。

1.2.1 制氢环节

运行约束包括式(1)中表示的制氢功率 $P_{y,t}^{AE}$ 和产氢速率 $q_{y,t}^{H,AE}$ 的转换关系(制氢综合能耗 γ^{AE} 取值为56.00(kW·h)/kg),以及式(2)中的制氢功率上下限约束。单个碱性电解槽的运行范围通常为30%~120%,考虑到系统级电制氢场站由多个电解槽集成,通过启停可实现0%~120%范围内的调节。

$$P_{y,t}^{AE} = \gamma^{AE} q_{y,t}^{H,AE} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (1)$$

$$\underline{\eta}_{AE} C_y^{AE} \leq P_{y,t}^{AE} \leq \bar{\eta}_{AE} C_y^{AE} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (2)$$

式中: $\underline{\eta}_{AE}$ 和 $\bar{\eta}_{AE}$ 分别为电解槽的最低负载率和最高负载率; C_y^{AE} 为电解槽的装机容量;下标 y, t 表示第 y 个规划年的时刻 t ;给定规划期索引集合 $Y = \{1, 2, \dots, Y\}$,步长为1年;对于每一个规划期,运行时间索引集合为 $T = \{1, 2, \dots, N\}$ ($N=8760$),时间步长 ΔT 为1 h。

1.2.2 储氢环节

运行约束包括式(3)表示的不同时段储氢量 $n_{y,t}^{\text{HS}}$ 和产氢速率(电解槽制氢 $q_{y,t}^{\text{H,AE}}$ 、氨分解产氢 $q_{y,t}^{\text{H,AD}}$)与用氢速率(合成氨用氢 $q_{y,t}^{\text{H,ASyn}}$ 、燃气机组用氢 $q_{y,t}^{\text{HF}}$ 、燃料电池用氢 $q_{y,t}^{\text{FC}}$)的关系,以及式(4)表示的储氢量的上下限约束。由于采用气罐储氢,受到前后端压缩机最小压力的制约,氢气无法放完,储氢范围设置为10%~100%。

$$n_{y,t+1}^{\text{HS}} - n_{y,t}^{\text{HS}} = (q_{y,t}^{\text{H,AE}} + q_{y,t}^{\text{H,AD}} - q_{y,t}^{\text{H,ASyn}} - q_{y,t}^{\text{HF}} - q_{y,t}^{\text{FC}}) \Delta T \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall y \in \mathcal{Y} \quad (3)$$

$$\eta_{\text{HS}} C_y^{\text{HS}} \leq n_{y,t}^{\text{HS}} \leq \bar{\eta}_{\text{HS}} C_y^{\text{HS}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall y \in \mathcal{Y} \quad (4)$$

式中: η_{HS} 和 $\bar{\eta}_{\text{HS}}$ 分别为储氢罐的最低负载率和最高负载率; C_y^{HS} 为储氢罐的装机容量。

1.2.3 氢发电环节

氢发电采用气电掺氢的方式实现,如式(5)所示,表示燃气机组掺氢发电的功率 $P_{y,t}^{\text{HF}}$ 和用氢速率 $q_{y,t}^{\text{HF}}$ 之间的关系,燃气机组氢耗系数 γ^{HF} 取值为0.049 59 t/(MW·h)(按发电效率60%计算)。需要指出的是,燃气机组的发电效率因技术路线的不同而存在显著差异。传统的简单循环燃气轮机效率通常在40%左右,而采用联合循环技术的大型燃气轮机效率可达50%~60%。尤其是西门子HL系列燃气轮机,其发电效率更是高达64%。结合后文的算例分析,掺氢发电预计将在未来第7个规划年才会出现。因此,在中长期规划中,不仅需要基于现有技术进行考量,还需充分考虑未来燃气发电技术可能的进步。同时,从策略选择的角度来看,优先采用高效率燃气机组进行掺氢发电更具合理性。因此,在掺氢发电的氢耗系数计算中,本文依据60%的发电效率进行核算。

$$q_{y,t}^{\text{HF}} = \gamma^{\text{HF}} P_{y,t}^{\text{HF}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall y \in \mathcal{Y} \quad (5)$$

其中, $P_{y,t}^{\text{HF}}$ 的详细运行约束在1.4节的气电运行模型中给出。

此外,为不失一般性,以目前相对可行的氢燃料电池发电技术作为对比,在规划模型中考虑该设备的拓展规划。参考文献[12],氢燃料电池功率 $P_{y,t}^{\text{FC}}$ 和用氢速率 $q_{y,t}^{\text{FC}}$ 之间的关系如式(6)所示,能耗系数 γ^{FC} 取值为16.8(kW·h)/kg;功率上下限约束如式(7)所示,调节范围为0%~100%。

$$P_{y,t}^{\text{FC}} = \gamma^{\text{FC}} q_{y,t}^{\text{FC}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall y \in \mathcal{Y} \quad (6)$$

$$\eta_{\text{FC}} C_y^{\text{FC}} \leq P_{y,t}^{\text{FC}} \leq \bar{\eta}_{\text{FC}} C_y^{\text{FC}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall y \in \mathcal{Y} \quad (7)$$

式中: η_{FC} 和 $\bar{\eta}_{\text{FC}}$ 分别为氢燃料电池的最低负载率和最高负载率; C_y^{FC} 为氢燃料电池的装机容量。

1.2.4 合成氨环节

运行约束包括式(8)表示的制氨功率 $P_{y,t}^{\text{ASyn}}$ 与产氨速率 $q_{y,t}^{\text{A,ASyn}}$ 的转换关系,吨氨电耗 γ^{AS} 取值为645(kW·h)/t^[11-12];式(9)表示合成氨工况可调范围约束,通常为30%~110%;式(10)表示爬坡约束,最大爬坡速率为每小时20%额定负荷;式(11)表示额定工况与合成氨设备容量的计算关系,以及耗氢速率与产氨速率的物料平衡关系,根据反应方程式,转换系数 γ^{H2A} 取值为 5.663×10^{-3} t/kg;式(12)表示合成氨的准稳态调节模型,详细模型与说明可参考文献[11-12]。

$$P_{y,t}^{\text{ASyn}} = \gamma^{\text{AS}} q_{y,t}^{\text{A,ASyn}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall y \in \mathcal{Y} \quad (8)$$

$$\eta_{\text{ASyn}} q_y^{\text{ASyn,r}} \leq q_{y,t}^{\text{H,ASyn}} \leq \bar{\eta}_{\text{ASyn}} q_y^{\text{ASyn,r}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall y \in \mathcal{Y} \quad (9)$$

$$r^{\text{D}} q_y^{\text{ASyn,r}} \leq q_{y,t+1}^{\text{H,ASyn}} - q_{y,t}^{\text{H,ASyn}} \leq r^{\text{U}} q_y^{\text{ASyn,r}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall y \in \mathcal{Y} \quad (10)$$

$$\begin{cases} q_y^{\text{ASyn,r}} = \frac{C_y^{\text{ASyn}}}{8000 \gamma^{\text{H2A}}} \\ q_{y,t}^{\text{A,ASyn}} = \gamma^{\text{H2A}} q_{y,t}^{\text{H,ASyn}} \end{cases} \quad (11)$$

$$q_{y,\tau}^{\text{H,ASyn}}(\tau) = f(q_{y,k}^{\text{QSS}}, q_{y,k+1}^{\text{QSS}}; t) \quad \forall k \in \mathcal{K}, \tau \in [kT_{\text{ASyn}}, (k+1)T_{\text{ASyn}}] \quad (12)$$

式中: η_{ASyn} 和 $\bar{\eta}_{\text{ASyn}}$ 分别为合成氨的最低负载率和最高负载率; C_y^{ASyn} 为合成氨的额定产能,通常以8000h额定工况下运行的合成氨产量来表示; $q_y^{\text{ASyn,r}}$ 表示合成氨的额定工况,这里以额定工况下的耗氢速率表示; r^{U} 和 r^{D} 分别为合成氨的最大正向和反向爬坡速率; $f(q_{y,k}^{\text{QSS}}, q_{y,k+1}^{\text{QSS}}; t)$ 表示合成氨不同准稳态的切换过程; $q_{y,k}^{\text{QSS}}$ 表示合成氨的准稳态工况; \mathcal{K} 为准稳态工况的索引集合; T_{ASyn} 为合成氨准稳态切换的周期。

1.2.5 储氨环节

约束包括式(13)表示的不同时段储氨量 $m_{y,t}^{\text{ASto}}$ 以及合成氨产氨速率 $q_{y,t}^{\text{A,ASyn}}$ 、氨分解耗氨速率 $q_{y,t}^{\text{A,AD}}$ 和燃煤机组用氨速率 $q_{y,t}^{\text{AF}}$ (由掺氨功率和掺氨启动两部分组成)的关系;式(14)表示储氨量的上下限约束,由于储氨罐以液氨形式存储,储氨范围设置为0%~100%。

$$m_{y,t+1}^{\text{ASto}} - m_{y,t}^{\text{ASto}} = (q_{y,t}^{\text{A,ASyn}} - q_{y,t}^{\text{A,AD}} - q_{y,t}^{\text{AF}}) \Delta T \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall y \in \mathcal{Y} \quad (13)$$

$$\eta_{\text{ASto}} C_y^{\text{ASto}} \leq m_{y,t}^{\text{ASto}} \leq \bar{\eta}_{\text{ASto}} C_y^{\text{ASto}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall y \in \mathcal{Y} \quad (14)$$

式中: η_{ASto} 和 $\bar{\eta}_{\text{ASto}}$ 分别为储氨罐的最低负载率和最高负载率; C_y^{ASto} 为储氨罐的装机容量。

1.2.6 氨分解环节

考虑到储氨的成本远低于储氢的成本,液氨可以作为一种长时储氢的介质,通过氨分解环节供氢。其运行约束包括式(15)中表示的氨分解功率 $P_{y,t}^{AD}$ 和产氢速率 $q_{y,t}^{H,AD}$ 的转换关系,能耗系数 γ^{AD} 取值为 $755(\text{kW}\cdot\text{h})/\text{t}^{[20]}$;式(16)表示氨分解工况的上下限约束,范围通常为 $0\%\sim 100\%$;式(17)表示氨分解过程中耗氨速率 $q_{y,t}^{A,AD}$ 与产氢速率 $q_{y,t}^{H,AD}$ 的物料平衡关系,转换系数 γ^{H2A} 在1.2.4节中已经给出。

$$P_{y,t}^{AD} = \gamma^{AD} q_{y,t}^{H,AD} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (15)$$

$$\underline{\eta}_{AD} C_y^{AD} \leq q_{y,t}^{H,AD} \leq \bar{\eta}_{AD} C_y^{AD} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (16)$$

$$q_{y,t}^{A,AD} = \gamma^{H2A} q_{y,t}^{H,AD} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (17)$$

式中: $\underline{\eta}_{AD}$ 和 $\bar{\eta}_{AD}$ 分别为氨分解的最低负载率和最高负载率; C_y^{AD} 为氨分解的额定容量,这里以额定工况下的分解产氢速率表示。

1.2.7 氨发电环节

氨发电采用煤电掺氨的方式实现,如式(18)所示,表示燃煤机组掺氨发电的用氨速率 $q_{y,t}^{AF}$ 与发电功率 $P_{y,t}^{AF}$ 以及启动容量 $C_{y,t}^{boot,AF}$ 之间的关系。掺氨发电的氨耗系数 γ^{P2A} 取值为 $0.4472 \text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$ (按燃煤机组发电效率 43% 计算)^[21],启动的氨耗系数 $\gamma^{P2A,boot}$ 取值为 $1.575 \text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$ (按启动煤耗 $1.0 \text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 等热值折算)。

$$q_{y,t}^{AF} = \gamma^{P2A} P_{y,t}^{AF} + \gamma^{P2A,boot} C_{y,t}^{boot,AF} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (18)$$

其中, $P_{y,t}^{AF}$ 和 $C_{y,t}^{boot,AF}$ 的详细运行约束在1.3节的煤电运行模型中给出。

1.3 考虑煤电掺氨的燃煤发电模型

燃煤发电建模的难点在于要在规划问题中考虑启停过程,但在全年 8760 h 的时序运行问题中直接建模启停过程比较困难。文献[22]采用连续变量表示开机、关停和启动容量的方式,考虑启停过程中的状态切换和最小开机、停机持续时间等约束,但该文献忽略了火电机组的启动延时的影响,对于状态切换前后的开机、关停和启动容量缺少约束。因此,本文在文献[22]的基础上建立了煤电启停线性近似模型,详细的数学模型见附录B。

另一方面,文献[22]未考虑在燃煤发电模型中嵌入掺氨燃烧发电的模式,本文进一步考虑了掺氨发电的相关建模。燃煤机组发电功率 $P_{y,t}^{CFPP}$ 由实际燃煤发电功率 $P_{y,t}^{CF}$ 和掺氨发电功率 $P_{y,t}^{AF}$ 两部分组成,如式(19)所示。考虑煤电掺氨技术的实际发展限制,引入参数 $\varphi_y^{A,mix}$ 表示第 y 年的最大掺氨比,相应约束如式(20)所示。类似地,可以定义启动过程中

的掺氨行为,其中,启动容量 $C_{y,t}^{boot}$ 由实际燃煤启动容量 $C_{y,t}^{boot,CF}$ 和掺氨启动容量 $C_{y,t}^{boot,AF}$ 两部分组成,如式(21)所示,相应的最大掺氨比约束如式(22)所示。

$$P_{y,t}^{CFPP} = P_{y,t}^{CF} + P_{y,t}^{AF} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (19)$$

$$\frac{P_{y,t}^{AF}}{P_{y,t}^{CF} + P_{y,t}^{AF}} \leq \varphi_y^{A,mix} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (20)$$

$$C_{y,t}^{boot} = C_{y,t}^{boot,CF} + C_{y,t}^{boot,AF} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (21)$$

$$\frac{C_{y,t}^{boot,AF}}{C_{y,t}^{boot,CF} + C_{y,t}^{boot,AF}} \leq \varphi_y^{A,mix} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (22)$$

1.4 考虑气电掺氢的燃气发电模型

燃气发电环节的相关约束与燃煤发电类似,但由于机组出力范围为 $0\%\sim 100\%$,不需要考虑启停,具体表达式如式(23)一式(25)所示。其中,燃气机组出力 $P_{y,t}^{GFPP}$ 由实际燃气发电功率 $P_{y,t}^{GF}$ 和掺氢发电功率 $P_{y,t}^{HF}$ 两部分组成,类似地,引入参数 $\varphi_y^{H,mix}$ 表示第 y 年的最大掺氢比。

$$P_{y,t}^{GFPP} = P_{y,t}^{GF} + P_{y,t}^{HF} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (23)$$

$$\frac{P_{y,t}^{HF}}{P_{y,t}^{GF} + P_{y,t}^{HF}} \leq \varphi_y^{H,mix} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (24)$$

$$\underline{\eta}_{GFPP} C_y^{GFPP} \leq P_{y,t}^{GFPP} \leq \bar{\eta}_{GFPP} C_y^{GFPP} \quad \forall t \in T, \forall y \in Y \quad (25)$$

式中: $\underline{\eta}_{GFPP}$ 和 $\bar{\eta}_{GFPP}$ 分别为燃气机组的最低负载率和最高负载率; C_y^{GFPP} 为燃气机组的额定容量。

2 时序减碳约束下的多年拓展规划模型

2.1 系统运行约束

根据图1所示的受端电力系统示意图,除第1章介绍的氢氨储能和火电运行模型之外,还需要进一步对风光发电、电化学储能、抽水蓄能、水电、核电、外区送电、负荷需求和网损等进行建模,具体数学模型见附录B。因此,发电、负荷、网损和储能的小时级能量平衡如式(26)所示。

$$P_{y,t}^{RES} + P_{y,t}^{HP} + P_{y,t}^{NP} + P_{y,t}^{TLP} + P_{y,t}^{CFPP} + P_{y,t}^{GFPP} + P_{y,t}^{HPS,disc} + P_{y,t}^{BESS,disc} = P_{y,t}^D + P_{y,t}^{loss} + P_{y,t}^{HPS,ch} + P_{y,t}^{BESS,ch} + P_{y,t}^{AE} + P_{y,t}^{ASyn} + P_{y,t}^{AD} \quad (26)$$

式中: $P_{y,t}^{RES}$ 为新能源实际出力; $P_{y,t}^{HP}$ 为水电出力; $P_{y,t}^{NP}$ 为核电出力; $P_{y,t}^{TLP}$ 为外区送电功率; $P_{y,t}^{HPS,disc}$ 、 $P_{y,t}^{HPS,ch}$ 分别为抽水蓄能放电、充电功率; $P_{y,t}^{BESS,disc}$ 、 $P_{y,t}^{BESS,ch}$ 分别为锂电池放电、充电功率; $P_{y,t}^D$ 为负荷; $P_{y,t}^{loss}$ 为网损。

2.2 规划容量约束

设备 j 在第 y 个规划年的累积装机容量 C_y^j 和新增装机容量 ΔC_y^j 的关系如式(27)所示。

$$\begin{cases} C_y^j = C_{y-1}^j + \Delta C_y^j & \Delta C_y^j \geq 0, \forall j \in \Omega_{\text{Opt}}, \forall y \in \mathcal{Y} \\ \Omega_{\text{Opt}} = \{ \text{Onshore-WT, Offshore-WT, PV,} \\ \text{BESS, CFPP, GFPP, AE, HS, FC, ASyn,} \\ \text{ASto, AD} \} \end{cases} \quad (27)$$

式中: Ω_{Opt} 为容量待优化的设备集合, 包括陆上风电、海上风电、光伏、电池储能、燃煤机组、燃气机组、碱性电制氢、储氢、氢燃料电池、合成氨、储氨和氨分解等设备; C_0^j 为规划期开始时设备 j 的初始装机容量。

2.3 时序减碳约束

各规划年的碳排放 m_y^{CE} 由燃煤发电和燃气发电的碳排放组成。值得注意的是, 电力系统实际的碳排放还应包括外区送入部分的碳排放, 但该部分作为不可调度的常规发电, 其减碳应由送端电网承担。本文关注的是受端电网减碳, 故仅考虑受端电网的火电碳排放。相应的碳排放约束如式(28)所示, 即各规划年的碳排放应小于给定值。

$$\begin{cases} m_y^{\text{CE}} = \mu_{\text{CF}} \sum_{t \in T} P_{y,t}^{\text{CF}} + \mu_{\text{CF}}^{\text{boot}} \sum_{t \in T} C_{y,t}^{\text{boot}} + \mu_{\text{GF}} \sum_{t \in T} P_{y,t}^{\text{GF}} \\ m_y^{\text{CE}} \leq m_0^{\text{CE}} (1 - r_y^{\text{CER}}) & \forall y \in \mathcal{Y} \end{cases} \quad (28)$$

式中: μ_{CF} 和 μ_{GF} 分别为燃煤和燃气发电正常运行的碳排放因子(取值分别为 $0.7838 \text{ kgCO}_2/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 和 $0.3863 \text{ kgCO}_2/(\text{kW}\cdot\text{h})$); $\mu_{\text{CF}}^{\text{boot}}$ 为燃煤机组启停过程的碳排放因子(取值为 $2.75 \text{ kgCO}_2/(\text{kW}\cdot\text{h})$); m_0^{CE} 为初始碳排放阈值; r_y^{CER} 为第 y 个规划年的碳减排目标, 通过给定不同的 r_y^{CER} 的数值, 即可研究不同时期减碳约束下的规划结果。

2.4 目标函数

多年拓展规划的目标函数是全规划期的总成本净现值(net present cost, NPC) c^{NPC} , 表达式如式(29)所示。包括风光火储氢氨各部分的新增投资成本净现值 c_y^{inv} 、运维成本净现值 c_y^{OM} 、购煤成本(包括机组运行煤耗和启停煤耗)净现值 c_y^{coal} 、购买天然气成本净现值 c_y^{LNG} 、电池储能充放电罚函数 c_y^{BESS} 和抽水蓄能充放电罚函数 c_y^{HPS} , 分别如式(30)—式(35)所示。初始投资的折现系数 $\delta_1(y)$ 和新增投资时刻到规划期结束全时段的固定运维的折现系数 $\delta_2(y)$ 计算方式参见式(36)。

$$c^{\text{NPC}} = \sum_{y \in \mathcal{Y}} (c_y^{\text{inv}} + c_y^{\text{OM}} + c_y^{\text{coal}} + c_y^{\text{LNG}} + c_y^{\text{BESS}} + c_y^{\text{HPS}}) \quad (29)$$

$$c_y^{\text{inv}} = \delta_1(y) \sum_{j \in \Omega_{\text{Opt}}} \pi_y^j \Delta C_y^j \quad (30)$$

$$c_y^{\text{OM}} = \delta_2(y) \sum_{j \in \Omega_{\text{Opt}}} r_j \pi_y^j \Delta C_y^j \quad (31)$$

$$c_y^{\text{coal}} = \delta_1(y) \Delta T \sum_{t \in T} \lambda_{y,t}^{\text{coal}} (\gamma^{\text{P2C}} P_{y,t}^{\text{CF}} + \gamma^{\text{P2C,boot}} C_{y,t}^{\text{boot}}) \quad (32)$$

$$c_y^{\text{LNG}} = \delta_1(y) \Delta T \sum_{t \in T} \lambda_{y,t}^{\text{LNG}} \gamma^{\text{P2G}} P_{y,t}^{\text{GF}} \quad (33)$$

$$c_y^{\text{BESS}} = \delta_1(y) \Delta T \sum_{t \in T} \lambda_{y,t}^{\text{BESS}} P_{y,t}^{\text{BESS,disc}} \quad (34)$$

$$c_y^{\text{HPS}} = \delta_1(y) \Delta T \sum_{t \in T} \lambda_{y,t}^{\text{HPS}} P_{y,t}^{\text{HPS,disc}} \quad (35)$$

$$\begin{cases} \delta_1(y) = \frac{1}{(1+r)^y} \\ \delta_2(y) = \sum_{k=y}^Y \delta_1(k) \end{cases} \quad (36)$$

式中: π_y^j 为设备 j 在第 y 个规划年的单位投资成本; r_j 为设备 j 的年运维成本占初始投资的比例; γ^{P2C} 为燃煤机组开机状态下的平均煤耗率, 取值为 $0.284 \text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$; $\gamma^{\text{P2C,boot}}$ 为燃煤机组的启停煤耗, 取值为 $1.0 \text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$; $\lambda_{y,t}^{\text{coal}}$ 为煤价; γ^{P2G} 为燃气机组的平均天然气消耗率, 取值为 $0.1196 \text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$; $\lambda_{y,t}^{\text{LNG}}$ 为天然气价格; λ^{BESS} 和 λ^{HPS} 分别为电池储能和抽水蓄能的惩罚系数, 用于避免又充又放的现象, 通常取足够小的正数, 以避免影响经济性; r 为折现率, 取值为 8% [11]。

2.5 整体优化模型

综上所述, 不考虑风光不确定性的风光火储氢氨多年拓展规划模型如式(37)所示。

$$\begin{cases} \min_x \text{ 式(29)} \\ \text{s.t. 式(1)—式(28), 式(30)—式(36),} \\ \text{附录B式(B1)—式(B22)} \end{cases} \quad (37)$$

优化模型式(37)是一个典型的大规模线性规划问题, 可通过成熟的商业求解器 Gurobi 求解。

3 算例分析

基于广东电网 2021—2035 年的电源规划, 负荷增长预测以及典型年度小时级发电和负荷数据, 对所提的含氢氨储能的多年拓展规划模型进行实证分析。规划期为第 1~15 个规划年, 每个规划年建立 8760 h 的运行模型。假设规划年水电、核电、外区送电和负荷均遵循给定的规划容量与运行方式, 抽水蓄能给定容量但优化运行方式, 陆上风电、海上风电、光伏、燃煤发电、燃气发电、电池储能、氢氨储能同时优化容量和运行方式。此外, 考虑到广东电网的地域特点和海上风电规划, 进一步约束优化的海上风电容量不低于给定的规划值(未来发展以海上风电为主)。

初始规划年(2021年)的设备投资运维参数如附录 C 表 C1 所示, 并假设设备单位投资成本逐年线性降低, 在规划期结束(2035年)时, 单位投资成本

降低到初始值的80%(即降幅20%)。初始规划年的煤价和天然气价格分别为625元/t和4318元/t,并分别按40元/t和250元/t的年价格增速线性增加。对于最大掺氢和掺氨比,初始值参考当前可落地的技术指标,分别为30%和35%,并假设规划年结束时可以实现100%纯氢/氨燃烧发电,中间规划年的参数按线性取值。以线性减碳路径为例,即减碳目标 r_y^{CER} 从首年的0%线性增加到最后一年的 r_y^{CER} 。因此,后文为了叙述方便,默认采用线性减碳路径,减碳比例均指最后一年的减碳目标 r_y^{CER} 。

本文提出的模型建立在MATLAB R2023上,并调用Gurobi 10.0.0求解。

3.1 算例设置

不同场景设置如下:

场景1:无碳排放约束,各规划年的燃煤和燃气机组的容量设置为给定的规划容量,即 C_y^{CFPP} 和 C_y^{GFPP} 不作为决策变量,而是已知的输入参数。

场景2:不配置氢氨储能(即仅优化配置锂电池储能),在最后一个规划年实现100%减碳,即减碳100%。

场景3:配置氢氨储能,在最后一个规划年实现100%减碳,即减碳100%。

场景4:不考虑煤电启停,即采用30%~100%连续运行模型,其他设置与场景3一致。

上述场景设置中,场景1作为评估减碳成本的基准场景,场景2和3用于对比分析引入氢氨储能模型的作用,场景3和4用于对比引入煤电启停模型的作用。

3.2 不同场景下规划结果分析

3.2.1 技术经济指标对比分析

场景1~4最后一个规划年的风光火储氢氨的各设备累积装机容量如表1所示,技术经济指标如表2所示。对场景1~4的分析如下。

表1 不同场景下规划期结束时主要设备累积装机容量

Table 1 Cumulative installed capacity of main facilities at the end of planning period in various scenarios

场景	陆上风电/GW	海上风电/GW	光伏/GW	电池储能/(GW·h)	燃煤机组/GW	燃气机组/GW	电制氢/GW	储氢/t	合成氨/(万t/a)	氢燃料电池/GW	储氨/万t	氨分解/(t/h)
1	13.910	55.340	269.475	119.867	88.50	66.150	0	0	0	0	0	0
2	13.138	314.362	2525.549	1862.571	0	0	0	0	0	0	0	0
3	13.910	98.109	860.705	889.509	66.89	43.459	107.549	48503.8	2784.54	0	1445.10	397.1
4	13.910	110.302	803.138	712.876	0	61.650	103.519	267354.0	1706.32	0	1177.82	1233.3

分析场景1可知,在没有碳排放约束下,系统调峰几乎完全由火电承担,储能作用有限。因此,全规划期的碳排放净现值最大,逐年碳排放总量如图2中蓝色虚线所示,呈先增加后降低的趋势,即在给定边界条件下,在经济性最优的目标驱动下同样会通过新增风光储和减少火电发电来降低碳排放,因为参数变化趋势是风光储投资成本逐年降低、化石燃料价格逐年增加。由于火电调峰相对于储能更廉价,全规划期的平均风光弃电率仅为2.79%,峰值年弃电率为9.84%,风光的高效利用使得风光实际度电成本(levelized cost of electricity, LCOE)更低,这反而降低了储能的充电成本。因此,各类储能的平准化储能成本(levelized cost of storage, LCOS)也更低,最终实现了最低的用电成本, LCOE为0.3144元/(kW·h)。

分析场景2可知,一方面,由于场景2仅配置锂电池储能需要新增大量的风光且弃电率极高,均值达35.81%,而峰值高达76.07%,这导致了风光LCOE明显提高,各类储能的充电成本提高。故各类储能LCOS均较高,最终导致用电成本最高,

LCOE为0.5343元/(kW·h)。另一方面,在图2橙色虚线所示的逐年碳排放约束下,由于缺乏绿色燃料替代,在规划期结束时煤电和气电受到碳排放约束均无法起到调峰电源作用,使用率均为0%,造成了设备投资的大量浪费。同时,仅用锂电池代替火电调峰,要求配置超大容量的锂电池储能,其规模分别是场景1和场景3的15.54倍和2.09倍。超大规模的风光和锂电池储能装机或面临用地困难。从表2可以看出,场景2的陆上风光占地面积达3.6302万km²,约占广东省占地面积的20%,几乎不可能实现。

对比分析场景2和场景3可知,通过引入氢氨储能,风光弃电率降低到了9.71%,相比于场景2的风光LCOE和储能LCOS均有所降低。虽然氢氨储能的LCOS偏高,达2.2013元/(kW·h),但最终用电成本LCOE为0.5064元/(kW·h),相比于场景2降低了5.22%。同时,相对于场景2,由于氢氨储能可以提供绿色燃料,供电机组发电调峰,即使在零碳目标下,仍可保留部分煤电和气电,提高了火电设备的利用率。由表2数据可知,场景3的陆上风光

表2 不同场景下的技术经济指标对比
Table 2 Comparison of techno-economic indicators in various scenarios

指标名称	指标值			
	场景1	场景2	场景3	场景4
全规划期总成本净现值/亿元	16 818.47	29 255.92	27 656.53	28 910.44
全规划期碳排放净现值/亿 t	36.04	16.27	16.27	16.27
LCOCR/(元/t)		629	549	592
风光LCOE/[元/(kW·h)]	0.314 3	0.481 8	0.423 8	0.424 2
火电LCOE/[元/(kW·h)]	0.303 2	0.373 7	0.364 5	0.390 8
锂电池LCOS/[元/(kW·h)]	0.691 9	1.471 9	1.235 6	1.266 7
氢氨储能LCOS/[元/(kW·h)]			2.201 3	2.194 9
抽蓄LCOS/[元/(kW·h)]	1.012 8	1.310 5	1.207 4	1.208 3
风光火储氢氨LCOE/[元/(kW·h)]	0.314 4	0.534 3	0.506 4	0.528 8
全规划期平均风光弃电率/%	2.79	33.79	9.71	10.10
全规划期峰值风光弃电率/%	9.84	76.07	11.41	11.31
陆上风电占地面积/万 km ²	0.278 2	0.262 8	0.278 2	0.278 2
光伏占地面积/万 km ²	0.359 3	3.367 4	1.1476	1.070 9
陆上风光占地面积/万 km ²	0.637 5	3.630 2	1.425 8	1.349 1
海上风电占地面积/万 km ²	1.106 8	6.287 3	1.962 2	2.206 1
储电占地面积/km ²	11.987	186.260	88.950	71.290
储氢占地面积/km ²	0	0	2.445	13.470
储氨占地面积/km ²	0	0	7.515	6.120
储能总占地面积/km ²	11.987	186.260	98.910	90.890

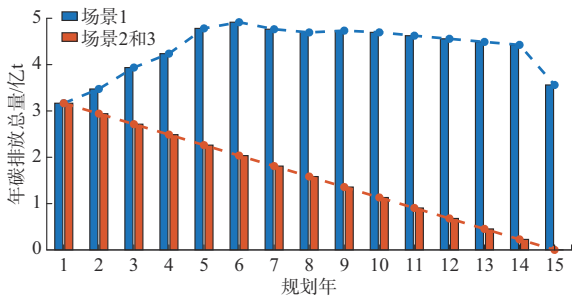


图2 不同场景下各规划年实际碳排放总量
Fig. 2 Actual total carbon emissions in each planning year in various scenarios

占地需求面积为 1.425 8 万 km², 相比于场景 2 降低了 60.72%, 实现可能性更大。同时, 锂电池储能和氢氨储能的占地需求面积也从场景 2 的 186.260 km² 降低到 98.910 km², 降低了 46.90%。因此, 引入氢氨储能也有利于减少储能的占地需求。

对比分析场景 3 和场景 4 可知, 由于场景 3 中引入了煤电启停模型, 燃煤机组的运行方式更加灵活, 通过启停可以实现深调峰, 风光弃电率和火电调节成本相比于场景 4 均更低, 故场景 4 的最终用电 LCOE 比场景 3 提高了 4.42%。进一步, 场景 3 和 4 在各规划年的化石燃料发电和氢氨发电变化曲线分别如附录 D 图 D1 和图 D2 所示。可以看出, 规划前中期场景 3 和 4 均通过新增风光储, 逐步提高气电并

引入掺氢发电, 以减少煤电的方式减碳, 但在规划后期, 场景 3 会引入燃煤机组的掺氢发电, 而场景 4 仅以氨作为储氢介质。这是因为在煤电的连续运行模型中, 受到 30% 最低负载的限制, 煤电调峰电量存在下限, 如果该部分电量均用绿氨作为燃料可能不经济。但是, 进一步通过煤电启停模型, 煤电仅需在供需极难平衡的时段开机进行调峰, 是典型的电力需求大而电量需求小的调峰形式, 如附录 D 图 D3 所示。

此外, 由表 1 中场景 1~4 配置的氢燃料电池最优容量均为 0 可知, 在所研究的电力系统减碳问题中, 由于气电掺氢可以复用电网已有的燃气发电机组, 减少了氢发电设备的投资, 故不需要额外配置氢燃料电池。

3.2.2 系统运行方式对比分析

图 3 给出了不同场景下规划期结束时的年度日发电量平衡情况。负荷侧的电力负荷(负荷+网损)的供电来源由 6 个部分组成, 包括不可调的常规发电(水电+核电+外区送入)、新能源直供、火电、抽蓄放电、电池放电和氢氨储能放电等。附录 D 图 D4 以最大负荷为基准, 以 1/3 最大负荷和 2/3 最大负荷处为分界线, 划分了电力负荷的基荷、腰荷和峰荷。可以看出, 各部分电量占比分别为 45.05%、41.42% 和 13.53%。进一步, 对基荷、腰荷和峰荷的供电来

源进行统计,结果如表3所示。

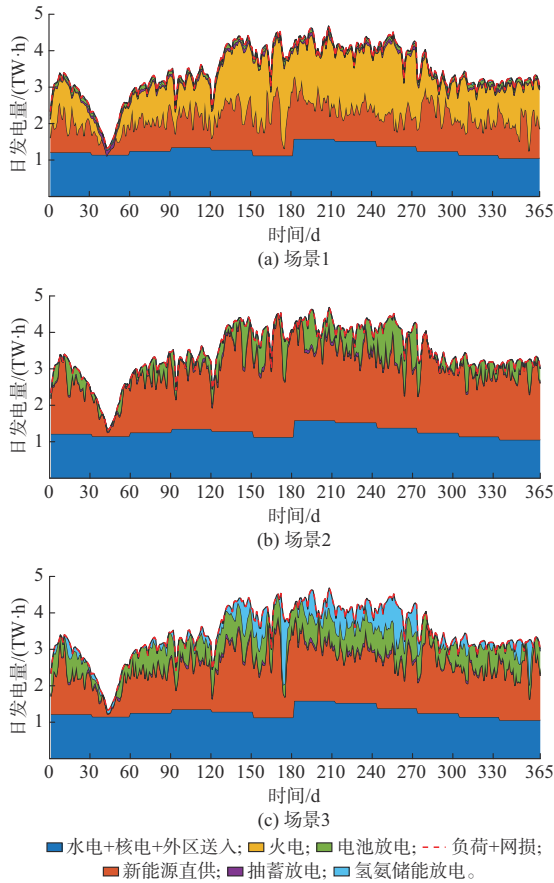


图3 不同场景下规划期结束时的年度日发电量平衡曲线
Fig.3 Annual daily power generation balance curve at the end of planning period in various scenarios

结合图3、表3,对场景1~3对应的系统运行方式和特点分析如下。

图3(a)表示场景1下的系统电力电量平衡,即以火电为主的传统电力系统运行方式。可以看到,水电、核电和外区送入部分可满足负荷需求的基荷部分,占基荷电量的81.69%;风光可满足剩余基荷以及腰荷中的一部分,其中,腰荷中的风光占比为45.24%;剩余负荷电量需求几乎完全由火电满足。

图3(b)表示场景2下的系统电力电量平衡,即仅以锂电池调峰的零碳新型电力系统运行方式。同样地,水电、核电和外区送入部分可满足负荷需求的基荷部分。但与场景1不同的是,风光在腰荷中的占比高达90.97%,甚至在峰荷中的占比仍达47.42%,其他部分通过锂电池调峰实现平衡。这种通过大量超配风光,利用风光的基荷满足电力负荷需求的方式会导致大量的新能源弃电,土地资源浪费严重。

图3(c)表示场景3下的系统电力电量平衡,即具有氢氨长时储能调节的零碳新型电力系统运行方

表3 不同场景下最后一个规划年电力负荷的基荷、腰荷和峰荷中的不同供电来源占比

Table 3 Proportion of different power supply sources in base load, waist load, and peak load of the last planned year in various scenarios

场景	供电来源	基荷/%	腰荷/%	峰荷/%
1	水电+核电+外区送入	81.69	0.13	0
	新能源直供	17.80	45.24	0.21
	火力发电	0.22	51.12	81.52
	抽水蓄能放电	0.22	1.54	5.85
	电池储能放电	0.06	1.97	12.42
	氢氨储能放电	0	0	0
2	水电+核电+外区送入	81.71	0.13	0
	新能源直供	18.24	90.97	47.42
	火力发电	0	0	0
	抽水蓄能放电	0.02	1.71	5.98
	电池储能放电	0.03	7.18	46.60
	氢氨储能放电	0	0	0
3	水电+核电+外区送入	81.71	0.13	0
	新能源直供	18.14	72.82	9.43
	火力发电	0	0	0
	抽水蓄能放电	0.06	277.00	2.64
	电池储能放电	0	21.34	47.05
	氢氨储能放电	0.09	2.93	40.89
4	水电+核电+外区送入	81.71	0.13	0
	新能源直供	18.24	74.59	11.80
	火力发电	0	0	0
	抽水蓄能放电	0.07	2.66	2.96
	电池储能放电	0.04	18.08	36.55
	氢氨储能放电	0.01	4.54	48.70

式。相比于场景2,腰荷中的风光电量占比降低,锂电池调峰电量占比提高;峰荷中以锂电池放电和氢氨储能放电为主,电量占比分别为47.05%和40.89%,而风光占比则降至9.43%。

进一步,对场景3的运行方式进行深入分析。附录D图D5在图3(c)的基础上,进一步给出了典型周的小时级运行方式。可以看出,在4 121~4 236 h的时段,氢氨储能处于持续放电状态,单次放电电量达6 600 GW·h,放电时长达115 h,如附录D图D5蓝色区域所示。该部分持续放电需求远高于场景2下的锂电池储能装机容量(1 863 GW·h)。因此,风光间歇性尤其是连续多日无风无光场景下的供电可靠性问题无法通过锂电池储能解决,氢氨储能更适于应对这一类低频次、长周期和大电量的调峰需求。

附录D图D6中给出了电、氢、氨储能的全年小时级荷电状态曲线。可以看出,锂电池主要解决日内风光波动性,而氢氨储能可解决跨日、月甚至季度

的调节需求。因此,氢氨储能也被称为季节性储能。

3.3 不同减碳目标的敏感性分析

分别以场景2和3的边界条件为基准,仅改变最后一年的减碳目标 r_y^{CER} ,取值从0%增加到100%,步长为10%,每个场景均得到11个不同减碳目标下的敏感性方案。

3.3.1 平准化减碳成本

以场景1为基准,可以计算出不同减碳目标下的平准化减碳成本(levelized cost of carbon reduction, LCOCR),结果如图4(a)所示。更激进地,如果以减碳0%的方案为基准,可计算剩余敏感性方案的LCOCR,如图4(b)所示。

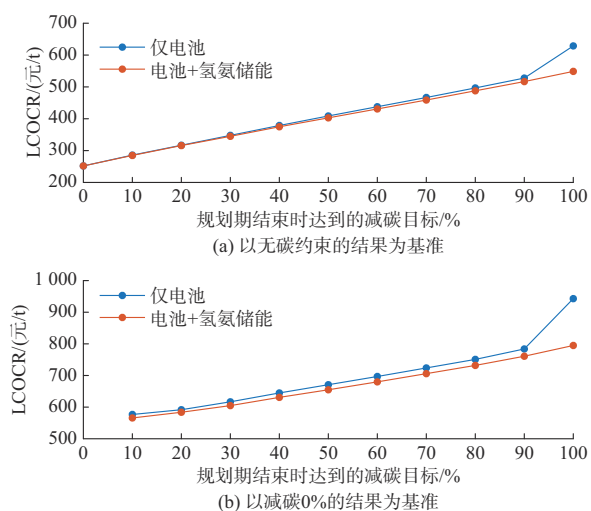


图4 不同减碳目标下的LCOCR

Fig. 4 LCOCR under different decarbonization targets

可以看到,以无碳约束的方案为基准,在仅配置电池储能的情况下,不同敏感性方案的LCOCR范围为252~629元/t,而通过引入氢氨储能,LCOCR范围为252~549元/t。如果以减碳0%为基准,LCOCR数值明显提高,两种场景下的LCOCR范围分别为577~943元/t和566~795元/t。这实际上表明,随着减碳目标的收紧,减碳难度在增加,具象化地表现为LCOCR。同时,减碳目标越激进,电池+氢氨储能相对于仅电池储能方案的优势更加明显。因此,从减碳成本看,氢氨储能更适用于电力系统的深度减碳过程。

3.3.2 LCOE

进一步,采用不同敏感性方案统计全生命周期风光渗透率和LCOE,结果如图5所示。

由图5可知,在仅电池储能的场景下,每增加1%的风光渗透率,用电成本增加0.0074~0.0317元/(kW·h);引入氢氨储能后,增速变为0.0074~0.0161元/(kW·h)。尤其是在深度减碳(风光渗透率高)的条件下,通过引入氢氨储能,用电

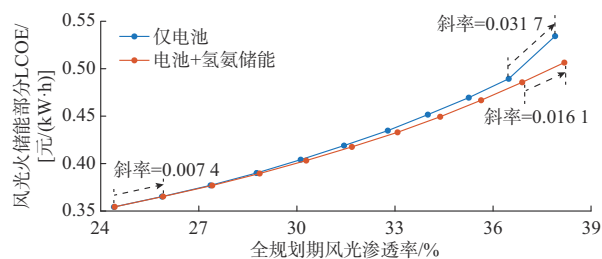


图5 LCOE随风光渗透率变化曲线
Fig. 5 Variation curve of LCOE with wind-photovoltaic permeability

成本增速可控。因此,从用电成本看,氢氨储能同样更适用于电力系统的深度减碳,可以使得用电成本增速可控。

3.4 制氢效率的敏感性分析

随着电制氢、氢发电等技术的进步,能源间转换效率也会逐步提高,但根据表1中仿真结果,氢燃料电池相对于气电掺氢发电不具有技术经济优势,而燃气发电机组已经是相对成熟的技术,效率提升空间有限。因此,本文关键技术的敏感性分析主要聚焦于电制氢的效率,即模型中的制氢综合能耗 γ_y^{AE} 。与投资成本的边界条件设置类似,本节给定规划期开始时的制氢综合能耗 γ_1^{AE} 为56.00(kW·h)/kg,按线性降低至规划期结束时的 γ_{15}^{AE} 。对参数 γ_{15}^{AE} 进行敏感性分析,分别讨论取值为56.00、53.76、51.52、49.28、47.04、44.80(kW·h)/kg的情况。相关仿真结果如图6和图7所示。

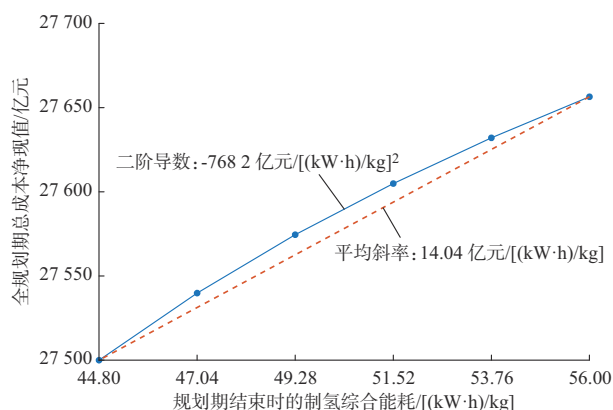


图6 全规划期总成本净现值随制氢综合能耗变化曲线
Fig. 6 Variation curve of net present value of total cost during whole planning period with comprehensive energy consumption of hydrogen production

图6给出了不同制氢综合能耗降低条件下的全规划期总成本净现值的变化情况。可以看出,随着制氢综合能耗的降低,总成本降低,且降低速率变快,如蓝色的上凸曲线所示。平均来看,当规划期结束时的制氢综合能耗从56.00(kW·h)/kg降低到44.80(kW·h)/kg时,总成本净现值降低了157.3亿元,

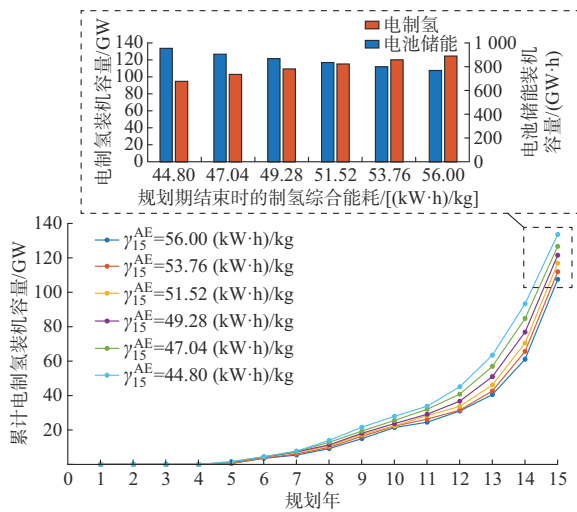


图7 制氢综合能耗对储能装机容量的影响
Fig. 7 Impact of comprehensive energy consumption of hydrogen production on installed capacity of energy storage

如果以 56.00(kW·h)/kg 的方案为基准,实际上总成本仅降低了 0.568 7%。因此,制氢效率的提升对于降低规划成本有帮助,但作用相对有限。

进一步,图7给出了不同敏感性方案下,15年规划期内的逐年电制氢累积装机容量情况。可以看出,随着制氢综合能耗的降低,制氢容量呈增加的趋势。图7的虚线框中进一步给出了规划期结束时的电制氢和电池储能的装机容量。可以看出,随着制氢综合能耗的降低,电池储能容量呈现相反的变化趋势,即不断降低。因此,制氢效率的提升使得容量规划倾向于配置更多的氢储能来替代电池储能。具体地,制氢综合能耗从 56.00(kW·h)/kg 降低到 44.80(kW·h)/kg 时,制氢容量增加了 26.058 GW,而电池容量则减少了 212.816 GW·h,存在数量级上的差异,这也是制氢效率提升可以降低总成本的主要原因。

4 结语

本文提出了面向受端电网减碳的风光火储氢氨多年拓展规划模型,并考虑时序减碳约束,包含“电-氢-氨-氢-电”全流程的氢氨储能模型以及煤电启停线性近似模型,采用全年 8 760 h 时序风光和负荷数据刻画风光间歇性和源荷季节性不平衡,以保证规划结果的可靠性。所提方法在广东电网进行了实证分析,结论如下:

1)与连续运行的煤电模型相比,本文所提的煤电启停线性近似模型可以更好地刻画煤电调节的灵活性。一方面,可以降低全规划期的总成本;另一方面,更灵活的煤电运行模型使得掺氨燃烧发电与气

电掺氨相比也有一定的竞争力,可充分利用储氨的超低存储成本的优势,更好地发挥氨储能的长时/季节性储能的作用。

2)与仅配置电池储能相比,同时配置电池和氢氨储能,可以避免大量超配风光和电池,风光弃电率可从 33.79% 降低至 9.71%,陆上风光占地面积从 3.630 2 万 km² 降低到 1.425 8 万 km²,电池和氢氨储能的占地需求面积也从场景 2 的 186.26 km² 降低到 98.91 km²,避免了土地资源的浪费。

3)广东电网的减碳路径:前期,通过新增风光储以及新增气电和退役煤电(以气代煤);中期,开始引入氢储能,以制备的氢气作为绿色燃料,通过气电掺氢方式发电;后期,开始出现氨储能。一方面,储氨作为长时储氢介质,制备的合成氨通过氨分解变成氢,仍以气电掺氢方式发电;另一方面,直接以煤电掺氨形式发电。

4)通过不同减碳目标的敏感性分析,以无碳约束的方案为基准,在仅配置电池储能的情况下,不同敏感性方案的 LCOCR 范围为 252~629 元/t,通过引入氢氨储能,LCOCR 范围为 252~549 元/t。此外,仅配置电池储能的场景下,每增加 1% 的风光渗透率,用电成本增加 0.79~3.17 分/(kW·h);引入氢氨储能后,增速变为 0.79~1.61 分/(kW·h)。因此,从减碳成本和用电成本两个角度看,引入氢氨储能均有成本优势,尤其适用于深度减碳。

本文的算例基于广东电网 2021—2035 年的电网中长期规划,讨论不同减碳目标下的电网拓展规划。但对于更长时间尺度,如针对 2060 年的“碳中和”目标下的规划,若直接采用本文提出的拓展规划模型,则可能由于优化问题的规模过大而导致求解困难。因此,兼顾模型精度和计算代价的模型降维或分解优化算法是未来的研究方向之一。

此外,本文主要讨论在受端电力系统配置氢氨储能,但从仿真结果看,在“碳中和”目标下需要超配大量的风光装机容量,导致所需的土地资源几乎无法满足。考虑到东部沿海地区的风光资源相比于西部地区差,以及就地配置氢氨储能带来的土地资源需求和减碳成本过高的问题,下一步工作可以考虑利用西部的风光大基地制备更低成本的绿色氢氨,结合氢氨供应链运输,以绿色燃料形式助力受端电网实现更低的成本减碳。

本文在撰写过程中得到李佳蓉博士和池映天博士的帮助,特此感谢!

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读

网络全文。

参考文献

- [1] 卢灿. 1.5 °C约束下中国电力行业碳达峰后情景及效应研究[D]. 北京:华北电力大学,2020.
LU Can. Study on the scenarios and effects of carbon peak in China power industry under the constraint of 1.5 °C[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020.
- [2] LIU Z, DENG Z, DAVIS S J, et al. Monitoring global carbon emissions in 2021[J]. *Nature Reviews Earth & Environment*, 2022, 3(4): 217-219.
- [3] 黄姝伦. 南方电网:今年目标将广东客户平均停电时间降至2.4小时[N]. 南方都市报,2023-01-30(1).
HUANG Shulun. Southern Power Grid: This year's goal is to reduce the average power outage time for Guangdong customers to 2.4 hours[N]. *Southern Metropolis Daily*, 2023-01-30(1).
- [4] 姜海洋,杜尔顺,马佳豪,等.考虑长周期供需不平衡风险的新型电力系统规划方法[J]. 中国电机工程学报,2024,44(15): 5845-5857.
JIANG Haiyang, DU Ershun, MA Jiahao, et al. Power system optimal planning method considering long-term imbalance risk [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(15): 5845-5857.
- [5] 熊宇峰,陈来军,郑天文,等.考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):31-38.
XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 31-38.
- [6] 王鹏,魏招毅,周保荣,等.考虑火电有序退役的源-网-储协同多阶段规划方法[J]. 中国电机工程学报,2024,44(4):1386-1397.
WANG Peng, WEI Zhaoyi, ZHOU Baorong, et al. Multi-stage planning method for source-grid-storage coordination considering the orderly decommissioning of thermal power[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(4): 1386-1397.
- [7] ZHUANG W N, ZHOU S Y, GU W, et al. Optimal planning of electricity-gas coupled coordination hub considering large-scale energy storage[J]. *Energy Conversion and Management*, 2024, 300: 117917.
- [8] 袁铁江,郭建华,杨紫娟,等.平抑风电波动的电-氢混合储能容量优化配置[J]. 中国电机工程学报,2024,44(4):1397-1406.
YUAN Tiejia, GUO Jianhua, YANG Zijuan, et al. Optimal allocation of power electric-hydrogen hybrid energy storage of stabilizing wind power fluctuation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(4): 1397-1406.
- [9] HUANG Z F, CHEN W D, WAN Y D, et al. Techno-economic comparison of different energy storage configurations for renewable energy combined cooling heating and power system [J]. *Applied Energy*, 2024, 356: 122340.
- [10] JIANG H Y, DU E S, ZHANG N, et al. Renewable electric energy system planning considering seasonal electricity imbalance risk [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2023, 38(6): 5432-5444.
- [11] YU Z P, LIN J, LIU F, et al. Optimal sizing and pricing of grid-connected renewable power to ammonia systems considering the limited flexibility of ammonia synthesis [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2024, 39(2): 3631-3648.
- [12] YU Z P, LIN J, LIU F, et al. Optimal sizing of isolated renewable power systems with ammonia synthesis: model and solution approach[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2024, 39(5): 6372-6385.
- [13] LI R Z, JIN X M, YANG P, et al. Capacity optimization of a wind-photovoltaic-electrolysis-battery (WPEB) hybrid energy system for power and hydrogen generation [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 52: 311-333.
- [14] VERLEYSSEN K, COPPITERS D, PARENTE A, et al. How can power-to-ammonia be robust? Optimization of an ammonia synthesis plant powered by a wind turbine considering operational uncertainties[J]. *Fuel*, 2020, 266: 117049.
- [15] LI J R, LIN J, HEUSER P M, et al. Co-planning of regional wind resources-based ammonia industry and the electric network: a case study of Inner Mongolia [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022, 37(1): 65-80.
- [16] 安广禄,刘永忠,康丽霞.适应季节性氨需求的可再生能源合成氨系统优化设计[J]. 化工学报,2021,72(3):1595-1605.
AN Guanglu, LIU Yongzhong, KANG Lixia. Optimal design of synthetic ammonia production system powered by renewable energy for seasonal demands of ammonia[J]. *CIESC Journal*, 2021, 72(3): 1595-1605.
- [17] 杨鹏威,于琳竹,王放放,等.氨储能在新型电力系统的应用前景、挑战及发展[J]. 化工进展,2023,42(8):4432-4446.
YANG Pengwei, YU Linzhu, WANG Fangfang, et al. Application prospect, challenge and development of ammonia energy storage in new power system[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2023, 42(8): 4432-4446.
- [18] JIANG L L, FU X Z. An ammonia-hydrogen energy roadmap for carbon neutrality: opportunity and challenges in China[J]. *Engineering*, 2021, 7(12): 1688-1691.
- [19] 袁文腾,陈亮,王春波,等.基于氨储能技术的电转氨耦合风-光-火综合能源系统双层优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2023,43(18):6992-7002.
YUAN Wenteng, CHEN Liang, WANG Chunbo, et al. Bi-level optimal scheduling of power-to-ammonia coupling wind-photovoltaic-thermal integrated energy system based on ammonia energy storage technology [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(18): 6992-7002.
- [20] CHI Y T, LIN J, LI P Y, et al. Elevating the acceptable cost threshold for solid oxide cells: a case study on refinery decarbonization[J]. *Applied Energy*, 2024, 373: 123829.
- [21] YU Z P, CHI Y T, LIN J, et al. Joint multi-stage planning of renewable generation, HESS, and AES for deeply decarbonizing power systems with high-penetration renewables [J/OL]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* [2024-08-01]. <http://ieeexplore.ieee.org/document/10814660>.
- [22] 姜海洋,杜尔顺,金晨,等.高比例清洁能源并网的跨国互联电力系统多时间尺度储能容量优化规划[J]. 中国电机工程学报, 2021,41(6):2101-2114.

JIANG Haiyang, DU Ershun, JIN Chen, et al. Optimal planning of multi-time scale energy storage capacity of cross-national interconnected power system with high proportion of clean energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2101-2114.

余志鹏(1997—),男,博士研究生,主要研究方向:基于绿色氢氨储能的电网脱碳规划。E-mail: yuzp20@mails.tsinghua.edu.cn

林 今(1985—),男,通信作者,博士,副教授,博士生导师,主要研究方向:高温电制氢、电氢耦合系统与智慧氢能。E-mail: linjin@tsinghua.edu.cn

雷金勇(1982—),男,博士,教授级高级工程师,主要研究方向:分布式新能源、配电网及综合能源系统。E-mail: leijy@csg.cn

(编辑 章黎)

Multi-stage Decarbonization Planning for Receiving-end Power Systems Considering Thermal Power Generation with Hydrogen-Ammonia Cofiring

YU Zhipeng¹, LIN Jin^{1,2}, LEI Jinyong³, WANG Yang⁴, SONG Yonghua^{1,5}, JIANG Lilong⁶, PAN Jun³, ZHANG Hang³

(1. State Key Laboratory of Power System Operation and Control (Tsinghua University), Beijing 100084, China;

2. Tsinghua Sichuan Energy Internet Research Institute, Chengdu 610042, China;

3. Hydrogen Energy Research Center of Electric Power Research Institute of Guangzhou Power Supply Bureau, Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510335, China; 4. Beijing Tsintergy Technology Co., Ltd., Beijing 100084, China;

5. State Key Laboratory of Internet of Things for Smart City (University of Macau), Macau 999078, China;

6. National Engineering Research Center of Chemical Fertilizer Catalyst (School of Chemical Engineering, Fuzhou University), Fuzhou 350116, China)

Abstract: Utilizing renewable energy sources such as wind and photovoltaic to identify cost-effective decarbonization pathways for coastal receiving-end power systems is one of the core challenges in achieving the goals of “carbon emission peak and carbon neutrality” of China. By analyzing the techno-economic differences between hydrogen-ammonia storage and existing energy storage technologies (such as electrochemical and compressed air energy storage), a multi-year expansion planning model for power systems incorporating cofiring coupled hydrogen-ammonia energy storage under temporal decarbonization constraints is established, and the techno-economic feasibility of achieving low-cost decarbonization within the power system is explored. The actual data are selected from Guangdong power grid of China for case study. The results demonstrate that, under increasingly stringent carbon reduction constraints, it is necessary to progressively achieve decarbonization targets through technical pathways, such as the newly added wind and photovoltaic storage, the transition from coal to gas in thermal power planning modes, and the newly added hydrogen-ammonia energy storage (including hydrogen cofiring in gas turbines, ammonia cofiring in coal-fired plants, and ammonia decomposition). Compared with a decarbonization mode relying solely on lithium-ion battery peak shaving, the introduction of cofiring coupled hydrogen-ammonia energy storage technology can avoid overloading excessive wind and photovoltaic storage capacity, thus significantly reducing the wind and photovoltaic curtailment rates. This approach not only achieves intensive resource utilization, but also further reduces the decarbonization cost of hydrogen-ammonia energy storage through the reuse of existing thermal power generation infrastructure. Therefore, the use of hydrogen-ammonia energy storage technology for power system decarbonization presents a scalable and economically feasible decarbonization pathway.

This work is supported by National Key R&D Program of China (No. 2021YFB4000500, No. 2021YFB4000400).

Key words: receiving-end power system; decarbonization; energy storage; hydrogen cofiring in gas power generation; ammonia cofiring in thermal power generation; expansion planning; leveled cost of carbon reduction

