arXiv:2305.02232v1 [math.OC] 2 May 2023

氢能部门爬坡：能源系统建模框架

T. Klatzer[a,*], U. Bachhiesl[a], S. Wogrin[a], A. Tomasgard[b]

[a]*Institute of Electricity Economics and Energy Innovation (IEE), Graz University ofTechnology, Inffeldgasse 18, Graz, Austria*[b]*Department of Industrial Economics and Technology Management (IØT), The NorwegianUniversity of Science and Technology, Sentralbygg 1, Gløshaugen, Trondheim, Norway*

摘要

随着社会向脱碳转型，能源系统整合正变得愈发重要。在这一转型过程中，氢气这一能源载体预计将发挥关键作用，因为它既可由（可再生）电力生产，也可用于各部门的众多应用和流程。然而，迄今尚无用于可再生氢生产、储存和运输的基础设施，大规模需求也尚未形成。为连接生产地与需求地，未来计划改造并扩展现有的欧洲天然气管道网络。然而，在氢能部门起步发展的早期阶段（2020年代及2030年代初期），有人建议将天然气与氢气掺混，通过管道联合输送。基于这一背景，本文从建模角度研究氢气掺混，既考察纳入（或省略）技术建模细节所带来的影响，也探讨其对氢能部门起步发展的潜在影响。为此，我们提出了一种高度模块化且灵活的电力、天然气和氢能部门综合部门耦合能源系统优化模型，并采用一种新颖的天然气流量公式，在稳态天然气流的背景下对掺混进行建模。一项简化的案例研究表明，氢气掺混有望启动并促进

*通讯作者：*URL:* thomas.klatzer@tugraz.at (T. Klatzer)

氢能部门的发展，而忽略天然气流量的技术现实——尤其是在掺混情境下——可能导致不仅氢能部门、电力部门的扩展规划欠佳，还可能使系统在运行上不可行。

关键词： 能源系统建模、部门耦合、扩展规划、掺混、氢气

1. 引言

1.1. 动机

向碳中和社会转型既需要社会变革，也需要能源系统转型。欧盟（EU）处于这一进程的前沿，并已设定到2050 [1]实现气候中和的目标。然而，鉴于俄罗斯入侵乌克兰，能源安全和可负担性至少在短期内已成为关注重点。中期来看，根据“Fit for 55 [2] ”制定的2030年阶段性目标将在REPowerEU计划 [3]下进一步收紧。除了大规模扩展可再生能源装机容量外，还需要减少对天然气的依赖，并加快氢能部门的发展。目标是到2030年在欧盟生产1000万吨可再生[1] 氢气，同时进口600万吨可再生氢（以及400万吨氨）。为实施REPowerEU计划， [5], 需要建设由41 GW风能和62 GW太阳能供电的65 GW电解槽，这涉及高度复杂的技术经济问题，可被描述为鸡生蛋、蛋生鸡问题。

例如，目前尚不清楚氢气生产基础设施的理想选址应在何处——靠近可再生能源，还是靠近（未来的）氢气需求？尤其是后者，目前仍存在诸多不确定性。这是因为，作为一种能源载体，氢气具有广泛的潜在应用场景.....

[1]目前仍缺乏明确界定氢气何时符合可再生能源标准的法律框架。迄今为止，仅存在一份授权法规草案 [4]。

其应用范围广泛，从可变可再生能源（VRE）电力的（季节性）储存，到将其用作原料（例如用于铁的直接还原和电制燃料），再到将其用作能源，以替代天然气。除了生产之外，氢气运输能力也将对该行业的发展速度产生重大影响。研究发现，尤其是在氢能部门扩张的早期阶段（2020年代至2030年代初），利用成熟的欧洲管道输电系统，将氢气与天然气掺混后进行运输，是一种颇有前景的运输方式 [6]。此外，目前已有地区允许掺混，例如奥地利允许掺混比例最高达10% [7], ，英国近期也可能允许最高达20% [8]。鉴于此，在扩展规划背景下评估氢气掺混具有重要意义。

基于上述问题，本文研究的核心问题如下：

- 如何在集成的跨部门耦合能源系统模型（ESMs）中对天然气与氢气掺混进行建模？技术建模细节对扩展规划有何影响？

- 如何利用现有天然气基础设施进行掺混并制定相关政策，使氢能部门能够以整体且经济高效的方式发展，尤其是在尚无专门氢气需求的早期阶段？

为回答这些研究问题，本文提出一种新型气体流动框架，基于稳态天然气流，对天然气与氢气掺混进行详细建模。为检验所提出的框架，我们构建了一个用于电力、天然气和氢能部门扩展规划的综合部门耦合能源系统模型，尤其关注天然气与氢能部门（生产、输送和需求侧）的技术建模方面。在案例研究中，我们说明，较高水平的技术细节（例如气体流量和掺混的建模）对能源系统模型十分重要，因为省略这些细节会显著影响所规划能源系统的运行可行性

此外，在综合部门耦合能源系统模型中，纳入技术经济细节可能是决定未来应优先在哪些部门、在多大程度上部署某项技术的关键因素。

在下文中，我们将回顾电力和天然气部门前沿能源系统模型（ESM）的相关文献，并探讨现有能源系统模型能否解答所提出的研究问题。

1.2. 文献综述

本综述探讨电力和天然气部门现有的能源系统模型，以及这些模型在氢能部门发展初期如何处理氢能基础设施扩展的建模。我们尤其关注气体流量的建模方法，因为这是对天然气与氢气详细掺混过程进行建模的关键。由于本综述仅涉及能源系统模型的一个特定领域，感兴趣的读者也可参阅其他更全面的文献综述，例如 [9, 10]。例如，Pfenninger 等人 [9]考察了能源系统模型在应对二十一世纪能源挑战方面的不同模式及其能力，并指出，在脱碳范式下，传统能源系统模型可能无法为日益复杂的系统推导出可行的解决方案。Fodstad 等人 [10] 指出，涵盖电力和天然气系统的能源系统模型通常侧重于短期的供电可靠性与安全性，或长期的系统扩展。然而，技术细节的呈现与时间分辨率之间仍存在明显的权衡。此外，他们将氢能价值链视为具体的建模前沿。

现在，让我们更仔细地了解现有的能源系统模型，并重点讨论电力、天然气和氢气建模。METIS [11] 是一种用于政策制定的线性规划（LP）能源建模工具，涵盖电力、天然气、氢气和生物甲烷，旨在实现欧洲能源系统的脱碳 [12]。METIS 将所有能量流完全表示为运输问题（TP）——至少在其标准版本中如此。PyPSA-Eur-Sec [13] 是 PyPSA-Eur [14], 的强大开源能源系统模型扩展，后者是一种欧洲电力系统扩展规划工具

涵盖运输、供热和工业部门的模型。电力潮流采用线性最优潮流 [15], 进行表述，而氢能网络则是一个运输问题（新建方案），目前不包含气体掺混选项。未来版本计划将现有天然气网络纳入运输问题。PyPSA-Eur-Sec 是一个线性规划模型，因此不支持整数变量，例如用于模拟机组组合决策的变量。不过，机组组合可能与未来的能源系统模型相关，例如氢能发电厂的运行[2]。该模型已用于案例研究，例如 [17]。PRIMES [18] 是一个全面的长期能源系统模型，基于五年周期。PRIMES 提供多个子模型，其中包括基于直流最优潮流（国家层面）的“电力与蒸汽生产供应模型”、基于各国单节点表示并通过运输问题连接的“天然气供应模型”、用于研究氢气、电转X、合成燃料等的“新燃料与储能模型”，以及其他许多模型。后者采用小时分辨率，支持分别进行天然气和氢气输送，也支持掺混。不过，PRIMES 是商业模型，相关子模型的数学公式并未公开[3]。

虽然上述框架涵盖洲际尺度，但也有若干模型聚焦于国家层面，例如 [19, 20]。Husarek等 [19] 将一个整体性的动态能源系统模型（基于小时分辨率和NUTS 2级）扩展，用于研究截至2050年的德国氢能供应情景。类似地，Gils等 [20] 考察了德国截至2050年的氢能基础设施扩展。所采用的REMix模型包含直流最优潮流公式，但其案例研究聚焦于德国十个地区以及若干欧洲国家（单节点表示），其中氢能基础设施按地区进行聚合，天然气输送系统则通过运输问题表示。

[2]业界正在制定燃气发电厂氢能就绪度分类方案 [16]。[3]我们假设，天然气与氢气的独立输送以及掺混也都基于输运管道（参见“天然气供应模型”）。

上述所有模型都考虑了大幅简化的天然气输送系统，并因属于大规模模型而忽略了物理现实。与之相反，另有一些论文基于稳态天然气流动方程，对天然气网络进行了详细建模。该方程涵盖管道沿线的压力降以及天然气流量的方向，既可以线性化 [21, 22] ，也可以应用于非线性框架，例如[23, 24, 25]。还可以进一步扩展这一建模方式，将管道的储气能力纳入考量，这种能力称为管道储气，例如 [22, 23, 25], ，它为天然气系统提供了宝贵的灵活性选择。然而，技术细节的增加会带来计算复杂度上升，最终甚至导致不可解性，尤其是在采用非线性公式的情况下 [26]。

通过这项综述（以及我们专有的广泛文献综述 [27]），我们注意到，氢气输送要么基于采用输运管道 [17, 28, 29] 建模的专用氢气管道，要么基于公路运输 [19, 29, 30]。另一方面，现有能源系统模型并未考虑天然气与氢气掺混。因此，目前缺乏针对掺混本身的模型表述，例如基于稳态天然气流的模型表述；同时也缺乏关于掺混及其对扩展规划影响的研究，尤其是在推动氢能部门发展方面。

1.3. 提出的能源系统模型及原创贡献

在本研究中，我们提出了一种综合部门耦合能源系统模型，用于电力、天然气和氢气部门，其目标是最小化系统总成本（扩展和运行成本）。所提出的能源系统模型被表述为确定性混合整数线性规划（MILP），在建模功能和时间结构方面均具有高度模块化和灵活性，且全部整合于统一框架之中。这包括对电力 [31], 天然气和氢气部门及其相互连接的详细表示，例如通过电解槽机组、燃料电池、蒸汽甲烷重整单元、燃气发电厂等实现。天然气输送被建模为高压天然气输送系统，其中气体流量可以通过（修正的）运输问题表示，也可以表示为稳态天然气流。作为一项原创性建模贡献，我们对

基于稳态天然气流的天然气与氢气掺混进行建模，以实现共同的管道输送；或者采用我们所称的掺氢压力问题进行建模。据我们所知，与此相关的高水平技术细节——尤其是掺混方面——在能源系统模型的语境中尚属创新，使得不仅能够更准确地开展天然气部门的基础设施规划，也能改进电力部门的基础设施规划，特别是在建立氢能基础设施的早期阶段。

本文其余部分安排如下：第 2 节介绍电力、天然气和氢能综合部门耦合优化模型的数学框架。为回答提出的研究问题，第 3 节基于一个简化的综合电力和天然气系统开展两项全面的案例研究。首先，我们评估天然气流量公式——尤其是掺混——对综合部门耦合能源系统规划结果的影响；随后，研究如何利用现有基础设施，以整体且经济高效的方式推动氢能部门发展。最后，第 4 节总结全文。

2. 综合能源系统模型的数学公式

本节介绍电力、天然气和氢能综合能源系统模型的数学公式。该公式是对低碳发电扩展优化（LEGO）开源模型的重大扩展。该模型 [31]可在 GitHub 上获取。LEGO 是一种电力系统模型，其中包含电解槽机组，但未对天然气基础设施进行详细建模。本文将 LEGO 模型扩展为综合部门耦合能源系统模型。其创新之处包括：

- 氢能机组：蒸汽甲烷重整、燃料电池和储能单元
- 天然气装置：天然气井和储能单元
- 管道气流的建模：作为掺混输送问题，基于分段线性化稳态气流方程

- 氢气掺混用于管道天然气输送，以替代天然气部门中的天然气（包括减少 CO_2 排放的潜力），以及用于燃气发电厂的混烧

作为起点，我们将在第 2.1 节简要介绍模型的底层时间结构。虽然这并非创新之处，但有助于更好地理解模型，尤其是后文所述的天然气储存技术。在接下来的章节中，我们将介绍包含上下界的目标函数（2.2）、天然气（2.3）和氢气（2.4）部门的要素，以及天然气输送系统的运行框架（2.5）。关于后者，作为一项原创贡献，我们考虑在稳态天然气流的背景下混合天然气和氢气。最后，受奥地利电力部门脱碳计划的启发，[32]，我们将在第 2.6 节讨论为实现这一目标而设定的政策约束，并设计一项绿色电力系统约束，探讨其对可再生氢生产的影响。

2.1. 时间结构

LEGO模型具有灵活的时间结构，可以通过以下两种方式表示时间：（i）采用完整的时间序列，或（ii）采用代表性时段。这两种框架都允许指定时间分辨率，例如按小时划分，但也可以选择任何其他分辨率。为保持这种时间灵活性，我们采用三种不同的时间索引：时间序列中的时段p、代表性时段rp，以及代表性时段内时间序列中的时段k。此外，还有两个参数 W_{rp}^{RP}和 W_k^K，分别表示代表性时段 rp 的权重，以及时段 k的权重（或持续时间）。首先，我们介绍完整时间序列的情况。在这种情况下，一年中的所有连续小时 $p = 1, 2, \ldots, 8760$ 都由一个rp表示，其中每个 $k = 1, 2, \ldots, 8760$ 都映射到对应的p。由于只有一个rp，$W_{rp}^{RP} = 1$并且每个小时恰好出现一次，$W_k^K = 1$。

在代表时段框架中，代表性时段 和k 再次映射到对应的p。映射和 W_{rp}^{RP}是聚类过程的结果——

程序，例如 k-medoids。对于代表性时段框架，适用以下一般规则：$\sum_{rp} W_{rp}^{RP} = 365$ 和 $\sum_{rp,\ k} W_{rp}^{RP} W_k^K = 8760$。

为了让读者更好地理解，我们用一个简化示例来说明。假设我们要以五个小时分辨率的代表日为基础，对一年进行建模。在这种情况下，$p = 1,\ 2,\ \ldots\ldots,\ 8760$，$rp = 1,\ 2,\ \ldots\ldots,\ 5$，以及 $k = 1,\ 2,\ \ldots\ldots,\ 24$。$W_k^K = 1$，因为一天中的每个小时都恰好出现一次。此外，假设聚类算法对每个rp确定了 $W_{rp}^{RP} = 73$。由此得到 $\sum_{rp} W_{rp}^{RP} = 5 \cdot 73 = 365$ 和$\sum_{rp,\ k} W_{rp}^{RP} W_k^K = 5 \cdot 73 \cdot 1 \cdot 24 = 8760$。

2.2. 目标函数与边界

所提出的能源系统模型（ESM）旨在使系统总成本最小化。下文将介绍能源系统模型的目标函数和若干通用边界，重点关注天然气和氢能部门。为了让读者全面了解情况，我们纳入电力部门的主要成本要素，并将与本文无关或并非本文原创贡献的电力部门要素（例如需求侧管理）统称为（$xviii$）。有关详情，请参阅 [31]。所有索引、参数和变量均在附录 4 中说明。

目标函数 (1a) 包括：(i) 向系统供应天然气的成本；(ii) 燃气热力机组的运行与维护（OM）成本；(iii) 热力机组（燃气热力机组除外）的启动、机组组合和发电成本；(iv) 可再生能源机组的运行与维护成本；(v) 储能单元（电力系统）的运行与维护成本；(vi) 未供应电力成本；(vii) 氢气和天然气未供应量的成本；($viii$) 热力机组（燃气热力机组除外）的 CO_2 成本；(ix) 燃气热力机组的 CO_2成本；(x) 工业部门 CO_2 排放的成本；(xi) 发电机组的投资成本；(xii) 输电线路的投资成本；($xiii$) 氢能机组的投资成本；(xiv) 氢能机组的运维成本；(xv) 天然气机组的投资成本；(xvi) 天然气机组的运维成本；($xvii$) 氢气管道的投资成本；以及 ($xviii$) 未.....的汇总成本要素。

本文相关或原创的贡献。全系统的天然气需求由天然气井满足（i）。这意味着，机组组合成本（联合循环燃气轮机（CCGT）和开式循环燃气轮机（OCGT）的运维成本（ii）除外）、蒸汽甲烷重整（SMR）装置的天然气消耗成本，以及满足发电以外天然气需求的成本，均以隐含方式计入。此外，压缩机组的天然气和/或氢气消耗也以隐含方式计入（见第 2.5 节）。约束条件（1b-1c）为电力、氢气和天然气的未供应量设定上下限。最后，（1d-1e）规定非负性，并限制对发电、氢能机组、天然气机组以及输送基础设施（电力、天然气和氢气）的投资。

$$
\begin{aligned}
min \sum_{rp,k} W_{rp}^{RP} W_{k}^{K} \Big(& \sum_{ch4w} \underbrace{C^{CH4} p_{rp,k,ch4w}^{CH4}}_{i} + \sum_{t=gas} \underbrace{C_t^{OM} p_{rp,k,t}^{E}}_{ii} \\
& + \sum_{t \neq gas} \underbrace{(C_t^{SU} y_{rp,k,t} + C_t^{UP} u_{rp,k,t} + C_t^{VAR} p_{rp,k,t}^{E})}_{iii} \\
& + \sum_{r} \underbrace{C_r^{OM} p_{rp,k,r}^{E}}_{iv} + \sum_{s} \underbrace{C_s^{OM} p_{rp,k,s}^{E}}_{v} + \sum_{i} \underbrace{C^{ENS} pns_{rp,k,i}}_{vi} \\
& + \sum_{m,cl} \underbrace{(C^{H2NS} h2ns_{rp,k,m,cl} + C^{CH4NS} ch4ns_{rp,k,m,cl})}_{vii} \Big) \\
& + \sum_{t \neq gas} \underbrace{C^{CO2} E_t (C_t^{SU} y_{rp,k,t} + C_t^{UP} u_{rp,k,t} + C_t^{VAR} p_{rp,k,t}^{E})}_{viii} \\
& + \sum_{t=gas} \underbrace{C^{CO2} E_t (cs_{rp,k,t}^{CH4,E} + cs_{rp,k,t}^{CH4,Aux})}_{ix} \\
& + \sum_{cls(cl,sec=industry)} \underbrace{C^{CO2} E_{cl} d_{rp,k,m,cl}^{CH4}}_{x} \Big) \\
& + \sum_{g} \underbrace{C_g^{INV} x_g}_{xi} + \sum_{ijcc(i,j,c)} \underbrace{C_{i,j,c}^{L,Inv} x_{i,j,c}^{L}}_{xii} \\
& + \sum_{h2u} \underbrace{(C_{h2u}^{INV} x_{h2u}^{H2})}_{xiii} + \underbrace{(C_{h2u}^{OM} (x_{h2u}^{H2} + EU_{h2u}^{H2}))}_{xiv} \\
& + \sum_{ch4u} \underbrace{(C_{ch4u}^{INV} x_{ch4u}^{CH4})}_{xv} + \underbrace{(C_{ch4u}^{OM} (x_{ch4u}^{CH4} + EU_{ch4u}^{CH4}))}_{xvi}
\end{aligned}
$$

$$+ \sum_{mnlc(m,n,l)} \underbrace{C^{Pipe,Inv}_{m,n,l} x^{Pipe}_{m,n,l}}_{xvii} + \underbrace{other}_{xviii} \tag{1a}$$

$$0 \leq pns_{rp,k,i} \leq D^{E}_{rp,k,i} \quad \forall rp,k,i \tag{1b}$$

$$0 \leq h2ns_{rp,k,m,cl}, ch4ns_{rp,k,m,cl} \leq M \quad \forall rp,k,m,cl \tag{1c}$$

$$x_g, x^{H2}_{h2u}, x^{CH4}_{ch4u} \in \mathbb{Z}^{+,0},$$

$$x_g \leq \overline{X}_g, x^{H2}_{h2u} \leq \overline{X}^{H2}_{h2u}, x^{CH4}_{ch4u} \leq \overline{X}^{CH4}_{ch4u} \quad \forall g,h2u,ch4u \tag{1d}$$

$$x^{L}_{i,j,c}, x^{Pipe}_{m,n,l} \in \{0,1\}, x^{L}_{i,j,c} \leq \overline{X}^{L}_{i,j,c}, x^{Pipe}_{m,n,l} \leq \overline{X}^{Pipe}_{m,n,l}$$

$$\forall ijcc(i,j,c), mnlc(m,n,l) \tag{1e}$$

2.3. 天然气部门

本节介绍支配天然气部门供需两侧的数学框架。在所介绍的能源系统模型中，全部天然气需求均由天然气井提供（2）。

$$0 \leq p^{CH4}_{rp,k,ch4w} \leq \overline{P}_{ch4w}(x^{CH4}_{ch4w} + EU^{CH4}_{ch4w}) \quad \forall rp,k,ch4w \tag{2}$$

天然气需求侧由式 (3) 控制。该框架允许在各个领域（如钢铁、化学工业、家庭等）通过掺混氢气，部分替代天然气需求。为此，约束条件 (3a) 确保所得混合物的能量含量充足，其中天然气需求和氢气需求（分别乘以各自的低位热值）相加。这使混合物热值的精度达到 $+0.5\%$ [33]。此外，我们假设所得氢气需求必须遵循原天然气需求相同的时间模式。约束条件 (3b-3c) 分别为各领域的天然气变量和氢气体积替代设定了上下限。

$$D^{Gas}_{rp,k,m,cl} H^{CH4} = d^{CH4}_{rp,k,m,cl} H^{CH4} + d^{H2}_{rp,k,m,cl} H^{H2} \quad \forall rp,k,m,cl \tag{3a}$$

$$0 \leq d^{CH4}_{rp,k,m,cl} \leq D^{Gas}_{rp,k,m,cl} \quad \forall rp,k,m,cl \tag{3b}$$

$$\underline{SR}^{H2}_{cl} d^{CH4}_{rp,k,m,cl} \leq d^{H2}_{rp,k,m,cl} \leq \overline{SR}^{H2}_{cl} d^{CH4}_{rp,k,m,cl} \quad \forall rp,k,m,cl \tag{3c}$$

约束条件 (4) 描述了燃气联合循环燃气轮机和开式循环燃气轮机。实际上，火力发电机组的天然气消耗与功率输出之间的关系（即热耗率）是非线性的。然而，文献中通常假设二者呈线性关系，例如 [34, 35]。式 (4a) 确立了天然气向电力转换的关系。此外，式 (4b) 纳入了与机组启动和机组组合相关的辅助燃气消耗。我们通过两个独立方程 (4a-4b) 表述天然气总消耗，以保留用于发电的资源（天然气或氢气）信息（见第 2.6 节）。其余约束条件包括：天然气消耗的上下限 (4c-4d)；氢气掺混的上下限 (4e-4f)；以及功率输出的上下限 (4g)。

$$cs_{rp,k,t}^{CH4,E} H^{CH4} + cs_{rp,k,t}^{H2,E} H^{H2} = p_{rp,k,t}^{E} CS_t^V \quad \forall rp, k, t = gas \tag{4a}$$

$$cs_{rp,k,t}^{CH4,Aux} H^{CH4} + cs_{rp,k,t}^{H2,Aux} H^{H2} = y_{rp,k,t} CS_t^{SU}/W_k^K + u_{rp,k,t} CS_t^{UP} \quad \forall rp, k, t = gas \tag{4b}$$

$$0 \le cs_{rp,k,t}^{CH4,E} \le CS_t^V \overline{P}_t^E / H^{CH4}(x_t + EU_t) \quad \forall rp, k, t = gas \tag{4c}$$

$$0 \le cs_{rp,k,t}^{CH4,Aux} \le (y_{rp,k,t} CS_t^{SU}/W_k^K + u_{rp,k,t} CS_t^{UP})/H^{CH4} \quad \forall rp, k, t = gas \tag{4d}$$

$$\underline{B}^{H2} cs_{rp,k,t}^{CH4,E} \le cs_{rp,k,t}^{H2,E} \le \overline{B}^{H2} cs_{rp,k,t}^{CH4,E} \quad \forall rp, k, t = gas \tag{4e}$$

$$\underline{B}^{H2} cs_{rp,k,t}^{CH4,Aux} \le cs_{rp,k,t}^{H2,Aux} \le \overline{B}^{H2} cs_{rp,k,t}^{CH4,Aux} \quad \forall rp, k, t = gas \tag{4f}$$

$$0 \le p_{rp,k,t}^{E} \le \overline{P}_t^E (x_t + EU_t) \quad \forall rp, k, t = gas \tag{4g}$$

最后，模型还纳入了长期天然气储存装置。其数学公式与式（7）中所述的长期氢气储存装置基本相同。

2.4. 氢能部门

在第 2.4 节中，我们介绍氢能部门（未来）的公用设施，其中包括电解槽（EL）、蒸汽甲烷重整（SMR）、（长期）氢储能以及燃料电池（FC）机组的详细公式。

电解槽机组通过水电解过程消耗电力来生产氢气（5a）。约束条件（5b-5c）分别设定了电力消耗量和氢气产量的下限和上限。

$$p^{H2}_{rp,k,h2g} = cs^{E}_{rp,k,h2g} HPE_{h2g} \quad \forall rp,k,h2g \tag{5a}$$

$$0 \leq cs^{E}_{rp,k,h2g} \leq \overline{P}^{E}_{h2g}(x^{H2}_{h2g} + EU^{H2}_{h2g}) \quad \forall rp,k,h2g \tag{5b}$$

$$0 \leq p^{H2}_{rp,k,h2g} \leq \overline{P}^{E}_{h2g} HPE_{h2g}(x^{H2}_{h2g} + EU^{H2}_{h2g}) \quad \forall rp,k,h2g \tag{5c}$$

如今，全球约75%的氢气需求由蒸汽甲烷重整 [36] 工艺供应。与水电解不同，蒸汽甲烷重整利用天然气生产氢气（6a），天然气既作为蒸汽生产的燃料，也作为该工艺的原料。在公式中，这通过氢气与天然气比（或效率系数）加以体现。与电解槽机组类似，约束条件（6b-6c）规定了天然气消耗和氢气生产的上下限。

$$p^{H2}_{rp,k,h2p} = cs^{CH4}_{rp,k,h2p} HPC_{h2p} \quad \forall rp,k,h2p \tag{6a}$$

$$0 \leq cs^{CH4}_{rp,k,h2p} \leq (\overline{P}^{H2}_{h2p}/HPC_{h2p})(x^{H2}_{h2p} + EU^{H2}_{h2p}) \quad \forall rp,k,h2p \tag{6b}$$

$$0 \leq p^{H2}_{rp,k,h2p} \leq \overline{P}^{H2}_{h2p}(x^{H2}_{h2p} + EU^{H2}_{h2p}) \quad \forall rp,k,h2p \tag{6c}$$

约束条件（7a-7i）根据荷电状态（SOC）描述氢储能装置。根据所选的时间框架（见第 2.1 节），氢储能装置的建模依赖于不同的概念，我们将在下文中加以说明。

在按时间顺序表示时间的模型中，例如涵盖一整年的所有小时，短期和长期储能单元都可以基于一组通用的荷电状态（SOC）约束进行建模。在代表时段框架中（由于其隐含的计算复杂度，这种框架常用于基础设施规划），一组

采用常见的荷电状态（SOC）约束，能够准确表征代表性时段（例如一天）内的（短期）储能单元。然而，在代表性时段框架下，长期储能单元的准确表征较为困难。为了同时对短期和长期氢气及天然气储能单元进行建模，我们将SOC约束划分为时段间约束和时段内约束。

短期氢储能装置（如钢罐）遵循周期内 SOC 概念（7a-7c）。在这一概念中，每个代表性时段的最后一小时与第一小时相连，从而形成循环关系。换言之，代表日 $rp1$ 的 $k24$ 后接代表日 $rp1$ 的 $k1$。这种循环关系可防止短期氢储能装置在代表性时段结束时耗尽，其表示方式为双横线符号，例如 $k--1$。

短期储能单元的典型特征（也是其用途）是能够频繁循环（将储存的能量完全耗尽并重新充满），甚至一天循环数次。相比之下，长期氢气储存装置（如盐穴）旨在实现不同用途，例如跨季节氢储能。为在代表时段框架中体现其运行决策及相关的长期影响，长期氢气储存装置遵循跨时段 SOC 概念（7d-7f）[37]。这一概念基于一个沿索引 p 移动的移动窗口（MOW），并在每达到 MOW 指定时长的倍数时施加跨时段 SOC 约束。在此过程中，窗口内发生的生产和消耗决策均纳入考虑。

在完整的时间序列框架中，这相当于考虑单个代表性时段（例如 8760 小时），所有储能单元都仅通过时段内荷电状态（SOC）公式表示，并省略上述循环关系。约束条件 (7h-7i) 适用于上述所有情形，并分别设定氢储能装置生产和消耗的上下限

分别为氢储能装置。

$$intra^{H2}_{rp,k,h2s} = intra^{H2}_{rp,k--1,h2s} - p^{H2}_{rp,k,h2s} W^K_k / \eta^{DIS}_{h2s} + cs^{H2}_{rp,k,h2s} W^K_k \eta^{CH}_{h2s} \quad \forall rp, k, h2s \tag{7a}$$

$$intra^{H2}_{rp,k,h2s} \geq \underline{R}^{H2}_{h2s} \overline{P}^{H2}_{h2s} ETP_{h2s} (x^{H2}_{h2s} + EU^{H2}_{h2s}) \quad \forall rp, k, h2s \tag{7b}$$

$$intra^{H2}_{rp,k,h2s} \leq \overline{P}^{H2}_{h2s} ETP_{h2s} (x^{H2}_{h2s} + EU^{H2}_{h2s}) \quad \forall rp, k, h2s \tag{7c}$$

$$inter^{H2}_{p,h2s} = inter^{H2}_{p-MOW,h2s} + InRes^{H2}_{h2s,p=MOW} (x^{H2}_{h2s} + EU^{H2}_{h2s}) + \sum_{\Gamma(p-MOW \leq pp \leq p, rp, k)} (-p^{H2}_{rp,k,h2s} W^K_k / \eta^{DIS}_{h2s} + cs^{H2}_{rp,k,h2s} W^K_k \eta^{CH}_{h2s}) \quad \forall p, h2s \tag{7d}$$

$$inter^{H2}_{p,h2s} \geq \underline{R}^{H2}_{h2s} \overline{P}^{H2}_{h2s} ETP_{h2s} (x^{H2}_{h2s} + EU^{H2}_{h2s}) \quad \forall h2s, p : mod(p, MOW) = 0 \tag{7e}$$

$$inter^{H2}_{p,h2s} \leq \overline{P}^{H2}_{h2s} ETP_{h2s} (x^{H2}_{h2s} + EU^{H2}_{h2s}) \quad \forall h2s, p : mod(p, MOW) = 0 \tag{7f}$$

$$inter^{H2}_{p,h2s} = InRes^{H2}_{h2s} (x^{H2}_{h2s} + EU^{H2}_{h2s}) \quad \forall h2s, p = CARD(p) \tag{7g}$$

$$0 \leq p^{H2}_{rp,k,h2s} \leq \overline{P}^{H2}_{h2s} (x^{H2}_{h2s} + EU^{H2}_{h2s}) \quad \forall rp, k, h2s \tag{7h}$$

$$0 \leq cs^{H2}_{rp,k,h2s} \leq \overline{CS}^{H2}_{h2s} (x^{H2}_{h2s} + EU^{H2}_{h2s}) \quad \forall rp, k, h2s \tag{7i}$$

最后，燃料电池单元通过逆转电解过程，利用氢气发电 (8a)。约束条件 (8b-8c) 分别规定了氢气消耗量和发电量的下限与上限。

$$p^{E}_{rp,k,h2f} = cs^{H2}_{rp,k,h2f} EPH_{h2f} \quad \forall rp, k, h2f \tag{8a}$$

$$0 \leq cs^{H2}_{rp,k,h2f} \leq \overline{P}^{H2}_{h2f} (x^{H2}_{h2f} + EU^{H2}_{h2f}) \quad \forall rp, k, h2f \tag{8b}$$

$$0 \leq p^{E}_{rp,k,h2f} \leq \overline{P}^{E}_{h2f} EPH_{h2f} (x^{H2}_{h2f} + EU^{H2}_{h2f}) \quad \forall rp, k, h2f \tag{8c}$$

2.5. 天然气网络模型

天然气输送网络连接天然气生产设施（例如天然气井）与天然气需求端。目前，已可以通过天然气输送网络输送天然气-氢气混合物，至少在混合比例较低时可行，例如在奥地利为 10% [7]。未来，计划建立专用的欧洲氢气网络 [6]。实际上，天然气输送系统包括管道、测量设备、天然气净化设备、压缩机组 (CUs)、冷却段和天然气干燥装置。然而，在能源系统模型中，通常只考虑管道；根据细节程度和天然气流量公式，有时也会考虑压缩机组。

对于天然气网络建模，天然气流量公式是核心 [27]。如第 1.2 节所述，气流公式可以包含不同层次的技术细节。最基本的方法是忽略支配天然气流量的物理定律，并采用标准运输问题（S-TP），这是一种线性规划。尽管简单，S-TP 仍是文献中的常用方法，例如 [38, 39]。然而，在天然气与氢气掺混（9）的背景下重新表述并应用 S-TP，会对电力、天然气和氢能部门的投资决策产生重大影响，可能导致次优规划，并最终造成氢气未供应 [40]。原因如下：（i）采用 S-TP 时，每个时间步的流动方向都可能改变；（ii）它允许天然气和氢气在管道中朝相反方向流动，而这在现实中是不可能的；（iii）它无法保证符合最大氢气掺混率的要求，例如，氢气占实际天然气流量的 10%。图 1 对上述问题进行了图示说明。

$$f^{Gas}_{rp,k,m,n,l} = f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} + f^{H2}_{rp,k,m,n,l} \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \quad (9a)$$

$$-\overline{F}^{Gas}_{m,n,l}\overline{B}^{H2} \leq f^{H2}_{rp,k,m,n,l} \leq \overline{F}^{Gas}_{m,n,l}\overline{B}^{H2} \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \quad (9b)$$

$$-\overline{F}^{Gas}_{m,n,l}(1-\overline{B}^{H2}) \leq f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} \leq \overline{F}^{Gas}_{m,n,l}(1-\overline{B}^{H2}) \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \quad (9c)$$

$$-\overline{F}^{Gas}_{m,n,l}x^{Pipe}_{m,n,l} \leq f^{Gas}_{rp,k,m,n,l} \leq \overline{F}^{Gas}_{m,n,l}x^{Pipe}_{m,n,l} \quad \forall rp,k,mnlc(m,n,l) \quad (9d)$$

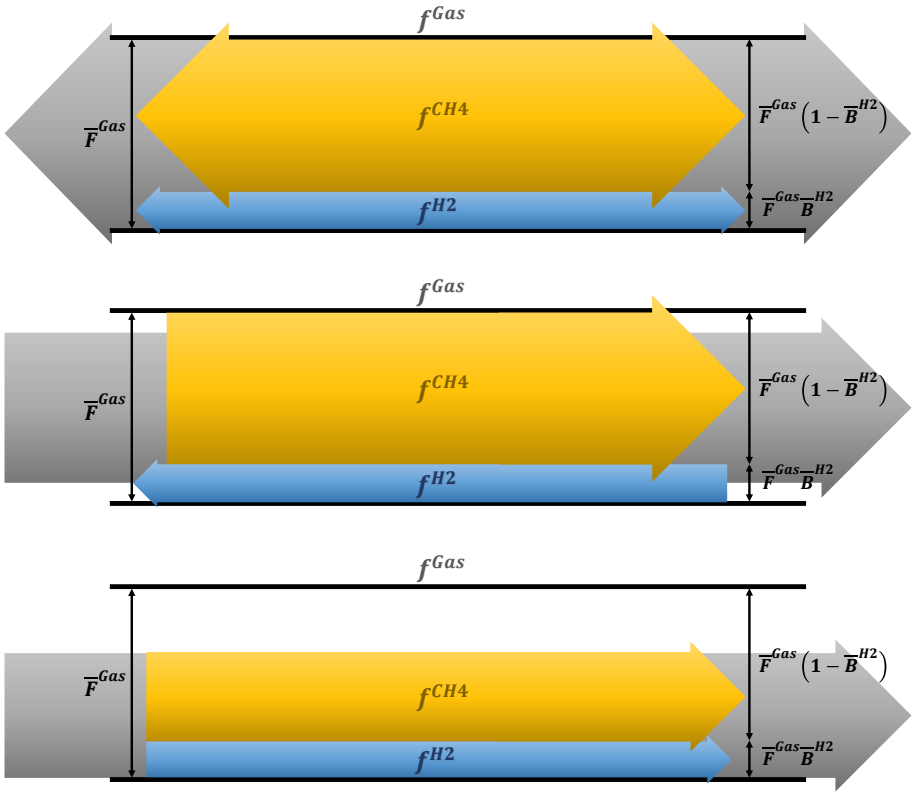

图 1：天然气与氢气掺混背景下基于 S-TP 公式的管道气体流示意图。上：每个时间步的流动方向都可以改变（i）；中：天然气与氢气流向相反（ii）；下：超出最大体积掺混率（iii）。

为解决 S-TP 存在的问题，我们提出了一种新颖的掺混输送问题（B-TP）[40] (10)。与 S-TP 不同，B-TP 基于混合整数线性规划框架。其中，二元变量 $\alpha^{Gas}_{rp,\ m,\ n,\ l}$ 确保：（i）天然气和氢气在管道中朝同一方向流动；（ii）每天的气体流量只需作出一次决策，这很好地近似了现实情况；（iii）体积掺混率不会超标。图 2 对 B-TP 表述进行了图示说明。

$$f^{Gas}_{rp,k,m,n,l} = f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} + f^{H2}_{rp,k,m,n,l} \quad \forall rp, k, mnl(m,n,l) \qquad (10a)$$

$$(\alpha^{Gas}_{rp,m,n,l}-1)M \le f^{H2}_{rp,k,m,n,l} \le \alpha^{Gas}_{rp,m,n,l}M \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{10b}$$

$$(\alpha^{Gas}_{rp,m,n,l}-1)M \le f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} \le \alpha^{Gas}_{rp,m,n,l}M \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{10c}$$

$$f^{H2}_{rp,k,m,n,l} \ge -\alpha^{Gas}_{rp,m,n,l}M + \overline{B}^{H2} f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{10d}$$

$$(1-\alpha^{Gas}_{rp,m,n,l})M + \overline{B}^{H2} f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} \ge f^{H2}_{rp,k,m,n,l} \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{10e}$$

$$-\overline{F}^{Gas}_{m,n,l} \le f^{Gas}_{rp,k,m,n,l} \le \overline{F}^{Gas}_{m,n,l} \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{10f}$$

$$-\overline{F}^{Gas}_{m,n,l}x^{Pipe}_{m,n,l} \le f^{Gas}_{rp,k,m,n,l} \le \overline{F}^{Gas}_{m,n,l}x^{Pipe}_{m,n,l} \quad \forall rp,k,mnlc(m,n,l) \tag{10g}$$

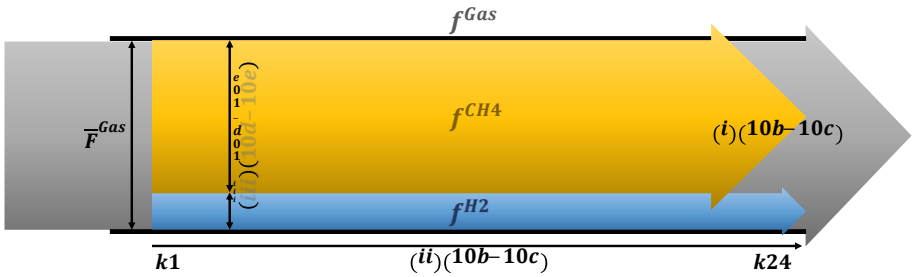

图 2：基于 B-TP 表述的管道气体流示意图。约束条件 (10b-10c) 确保 (i) 天然气和氢气在管道中沿同一方向流动，并确保 (ii) 每个代表日的气体流量仅对应一项决策。约束条件 (10d-10e) 确保 (iii) 体积掺混率不被突破。

本文扩展了我们的方法，以捕捉高压管道中气体流量与气体压力之间的物理关系，该关系可由稳态天然气流动方程 [41]描述。然而，这种关系是非线性且非凸的，这在（大规模）能源系统建模中会带来问题。为此，人们采用了多种线性化方法，包括泰勒级数 [42], 牛顿-拉夫逊法（例如，商业软件工具 PSS SINCAL 和 NEPLAN 中使用的方法）[43],迭代方法 [44],以及分段线性化 [22, 21, 34]。

本文提出了一种基于稳态天然气流动方程对天然气流量进行建模的新公式，并在 [22] 的工作基础上扩展，将天然气与氢气掺混纳入其中。在线性化方面，我们采用增量（INC）分段线性化方法（混合整数线性规划框架）；研究发现，与其他分段线性化方法相比，该方法在计算性能上更优 [45]。为了更好地

理解，我们想简要说明式（11a–11f）中所述线性化方法的基本概念。式（11a）描述了定向二次天然气流量$|f_{rp\,k}^{Gas}$、m、n、$l|f_{rp\,k}^{Gas}$、m、n、l 与函数值F'_{inc}、m、n、l 的线性组合（左侧）以及管道起点和终点处平方压力变量（右侧）之间的关系。连续变量γ_{rp}、k、inc、m、n、l 将式（11a）和（11b）联系起来，从而建立线性天然气流量$f_{rp\,k}^{Gas}$、m、n、l 与平方压力变量之间的关系。最后，约束（11c）利用二元变量δ_{rp}、k、inc、m、n、l 确保天然气流量增量的顺序得以保持。图3以图形方式展示了增量分段线性化方法。

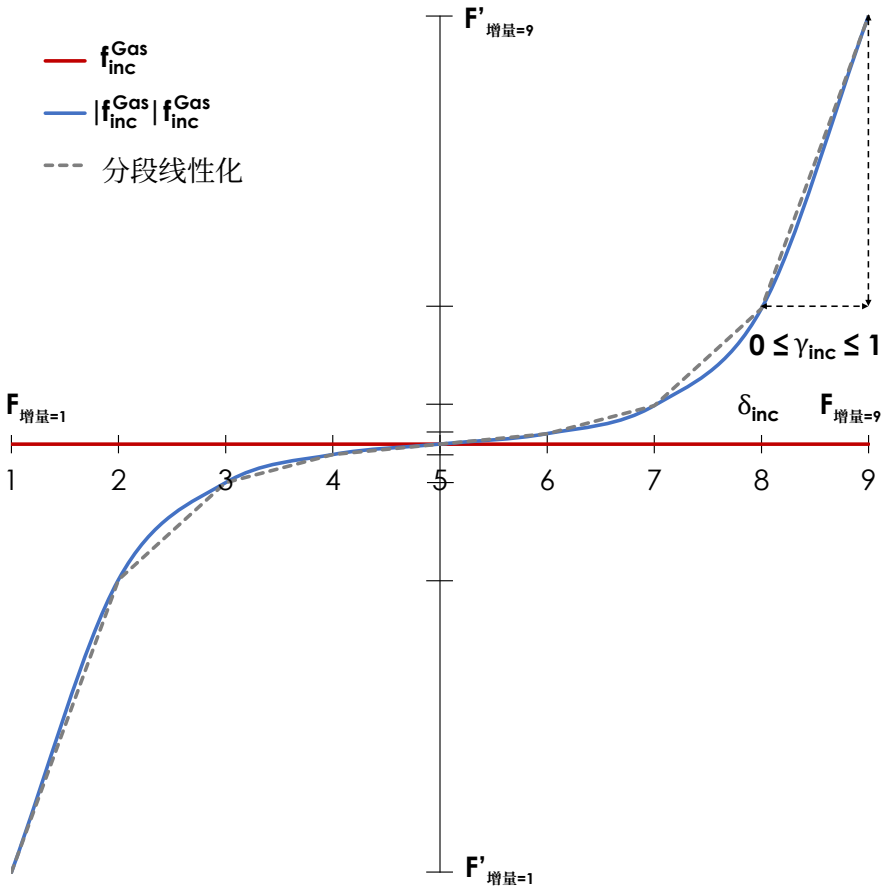

图 3：增量分段线性化方法的图示。

在此基础上，我们扩展 INC公式，将管道输送扩建规划（TEP）以及天然气和氢气的掺混纳入其中。对于 TEP，我们在 (11b) 中引入松弛变量$\rho_{rp,\ k,\ m,\ n,\ l}$，并添加约束条件 (11g-11i)。如果指定的候选管道未建成，松弛变量可确保满足 (11b) 中的等式。为对天然气和氢气掺混进行建模，我们引入约束条件 (11j-11o)。与 B-TP 一样，二元变量 $\alpha^{Gas}_{rp\ ,\ m,\ n,\ l}$ 确保天然气和氢气的流动方向一致 (11k-11l)，并将每个代表性时段的气体流动方向决策限制为一个。最后，约束条件 (11m-11n) 设定了掺混率的上下界，掺混率以实际天然气流量的百分比表示。

$$F'_{inc=1,m,n,l} + \sum_{inc}^{INC-1} \left(F'_{inc+1,m,n,l} - F'_{inc,m,n,l}\right) \gamma_{rp,k,inc,m,n,l} = R^{Gas}_{m,n,l}(p^{sqr}_{rp,k,m} - p^{sqr}_{rp,k,n}) \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{11a}$$

$$F_{inc=1,m,n,l} + \sum_{inc}^{INC-1} \left(F_{inc+1,m,n,l} - F_{inc,m,n,l}\right) \gamma_{rp,k,inc,m,n,l} = \rho_{rp,k,m,n,l} + f^{Gas}_{rp,k,m,n,l} \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{11b}$$

$$\gamma_{rp,k,inc+1,m,n,l} \le \delta_{rp,k,inc,m,n,l} \le \gamma_{rp,k,inc,m,n,l} \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l), inc \in INC-1 \tag{11c}$$

$$0 \le \gamma_{rp,k,inc,m,n,l} \le 1 \quad \forall rp,k,inc,mnl(m,n,l) \tag{11d}$$

$$\delta_{rp,k,inc,m,n,l} \in \{0,1\} \quad \forall rp,k,inc,mnl(m,n,l) \tag{11e}$$

$$0 \le p^{sqr}_{rp,k,m}, p^{sqr}_{rp,k,n} \le \overline{P}^{sqr}_{m}, \overline{P}^{sqr}_{n} \quad \forall rp,k,m,n \tag{11f}$$

$$\rho_{rp,k,m,n,l} = 0 \quad \forall rp,k,mnle(m,n,l) \tag{11g}$$

$$-(1 - x^{Pipe}_{m\ n\ ,,l})F^{Gas}_{\overline{m}\ n",l} \le \rho_{rp,k,m,n,l} \le (1 - x^{Pipe}_{m\ n\ ,,l})F^{Gas}_{\overline{m}\ n,,l} \quad \forall rp,k,mnlc(m,n,l) \tag{11h}$$

$$-\overline{F}^{Gas}_{m,n,l}x^{Pipe}_{m,n,l} \le f^{Gas}_{rp,k,m,n,l} \le \overline{F}^{Gas}_{m,n,l}x^{Pipe}_{m,n,l} \quad \forall rp,k,mnlc(m,n,l) \tag{11i}$$

$$f^{Gas}_{rp,k,m,n,l} = f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} + f^{H2}_{rp,k,m,n,l} \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{11j}$$

$$(\alpha^{Gas}_{rp,m,n,l} - 1)M \le f^{H2}_{rp,k,m,n,l} \le \alpha^{Gas}_{rp,m,n,l}M \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{11k}$$

$$(\alpha^{Gas}_{rp,m,n,l}-1)M \le f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} \le \alpha^{Gas}_{rp,m,n,l}M \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{11l}$$

$$f^{H2}_{rp,k,m,n,l} \ge -\alpha^{Gas}_{rp,m,n,l}M + \overline{B}^{H2} f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{11m}$$

$$(1-\alpha^{Gas}_{rp,m,n,l})M + \overline{B}^{H2} f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} \ge f^{H2}_{rp,k,m,n,l} \quad \forall rp,k,mnl(m,n,l) \tag{11n}$$

$$\alpha^{Gas}_{rp,m,n,l} \in \{0,1\} \quad \forall rp,mnl(m,n,l) \tag{11o}$$

除了管道外，压缩机组（CUs）在天然气系统中也发挥着重要作用。通常每隔 100-200 km 设置一台压缩机组，以补偿由天然气分子摩擦造成的压力降。在对（大型）能源系统建模时，通常将压缩机组入口压力与出口压力之间的关系（12a）表示为线性关系 [27]。此外，压缩机组的绝对压力增幅（12b）也受到限制。约束（12c）为流经压缩机组的天然气与氢气总流量设定了上下限。请注意，压缩机流量定义为正变量。这确保了压缩机组压缩功所需的天然气消耗为正值（见（13））。最后，（12d）为流经压缩机组的氢气流量设定了上下限。由于氢气的密度低于天然气，这对于压缩机组的正常运行至关重要 [46]。

$$p^{sqr}_{rp,k,n} \le \Lambda^{sqr}_{m,n,l} p^{sqr}_{rp,k,m} \quad \forall rp,k,cmp(m,n,l) \tag{12a}$$

$$0 \le p^{sqr}_{rp,k,n} - p^{sqr}_{rp,k,m} \le \overline{P}^{sqr}_{m} - \left(\sqrt{\overline{P}^{sqr}_{m}} - \overline{\Lambda}_{m,n,l}\right)^2 \quad \forall rp,k,cmp(m,n,l) \tag{12b}$$

$$0 \le f^{Cmp,CH4}_{rp,k,m,n,l} + f^{Cmp,H2}_{rp,k,m,n,l} \le \overline{F}^{Cmp,Gas}_{m,n,l} \quad \forall rp,k,cmp(m,n,l) \tag{12c}$$

$$0 \le f^{Cmp,H2}_{rp,k,m,n,l} \le f^{Cmp,CH4}_{rp,k,m,n,l} \overline{B}^{H2} \quad \forall rp,k,cmp(m,n,l) \tag{12d}$$

最后，方程（13）表示氢气（13a）和天然气（13b）的平衡关系。

$$\sum_{h2um(h2g,m)} p^{H2}_{rp,k,h2g} + \sum_{h2um(h2p,m)} p^{H2}_{rp,k,h2p} + \sum_{h2um(h2s,m)} p^{H2}_{rp,k,h2s} + \sum_{cl} h2ns_{rp,k,m,cl} + \sum_{mnl(n,m,l)} f^{H2}_{rp,k,m,n,l} - \sum_{mnl(m,n,l)} f^{H2}_{rp,k,m,n,l} + \sum_{cmp(n,m,l)} f^{Cmp,H2}_{rp,k,m,n,l} - \sum_{cmp(m,n,l)} f^{Cmp,H2}_{rp,k,m,n,l} = \sum_{cl} D^{H2}_{rp,k,m,cl} + \sum_{cl} d^{Gas,H2}_{rp,k,m,cl} + \sum_{h2um(h2s,m)} cs^{H2}_{rp,k,h2s} + \sum_{gm(t=gas,m)} (cs^{H2,E}_{rp,k,t} + cs^{H2,Aux}_{rp,k,t}) + \sum_{cmp(m,n,l)} CS^{Cmp,H2}_{m,n,l} f^{Cmp,H2}_{rp,k,m,n,l} \quad \forall rp,k,m \tag{13a}$$

$$\sum_{ch4um(ch4w,m)} p^{CH4}_{rp,k,ch4w} + \sum_{ch4um(ch4s,m)} p^{CH4}_{rp,k,ch4s} + \sum_{mnl(n,m,l)} f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} - \sum_{mnl(m,n,l)} f^{CH4}_{rp,k,m,n,l} + \sum_{cmp(n,m,l)} f^{Cmp,CH4}_{rp,k,m,n,l} - \sum_{cmp(m,n,l)} f^{Cmp,CH4}_{rp,k,m,n,l} + \sum_{cl} ch4ns_{rp,k,m,cl} = \sum_{cl} d^{CH4}_{rp,k,m,cl} + \sum_{gm(t=gas,m)} (cs^{CH4,E}_{rp,k,t} + cs^{CH4,Aux}_{rp,k,t}) + \sum_{ch4um(ch4s,m)} cs^{CH4}_{rp,k,ch4s} + \sum_{ch4um(h2p,m)} cs^{CH4}_{rp,k,h2p} + \sum_{cmp(m,n,l)} CS^{Cmp,CH4}_{m,n,l} f^{Cmp,CH4}_{rp,k,m,n,l} \quad \forall rp,k,m \tag{13b}$$

2.6. 电力系统政策

全球范围内，电力系统正逐步向可再生能源占比较高的方向转型。例如，奥地利近期提出了一项立法 [32]，设定了到2030年通过可再生能源满足全国100%需求（按年度净值计算）的目标。受此启发，我们基于最低可再生能源发电比例 κ，构建了一个可再生能源电力系统约束（14） [47]。该约束限制化石燃料发电，从而确保达到规定的可再生能源发电比例（或者在成本角度最优的情况下超过该比例）。在左侧（LHS），仅考虑与发电相关的特定天然气消耗.....

燃气机组的发电量也纳入考虑。因此，允许通过氢基火力发电满足电力需求。需要指出的是，约束（14）按年度设定，因此代表的是净最低值。例外情况是 100% 的情形，此时化石燃料发电量被限制为零。

在该框架中，氢能机组的电力需求是在基准需求之上增加的（可变）需求 $D^{E}_{rp,\ k,\ i}$。约束（14）的设计意味着，这部分可变需求只能由可变可再生能源、电池储能系统（BESS）和氢基火力发电来满足。然而，利用后两种技术产生的电力来制氢几乎不可能。原因有二。首先，电池储能系统会产生损耗，因此直接利用可再生电力制氢更经济。其次，为了制氢而燃烧氢气毫无意义——同样是因为存在损耗。

$$\sum_{rp,k} W^{RP}_{rp} W^{K}_{k} \Big(\sum_{t \neq gas} p^{E}_{rp,k,t} + \sum_{t=gas} cs^{CH4}_{rp,k,t} H^{CH4} / CS^{V}_{t} \Big) \leq (1-\kappa) \sum_{rp,k,i} W^{RP}_{rp} W^{K}_{k} D^{E}_{rp,k,i} \tag{14}$$

3. 案例研究

本节将所提出的能源系统模型应用于两个案例研究，并展示其在能源系统规划与分析方面的潜力。

首先，我们研究天然气流量公式（B-TP 与新型 B-PP）对电力和氢能部门发电扩建规划决策、管道输送扩建规划以及运行环境的影响。结果表明，B-TP 对发电扩建规划而言是一种可接受的近似方法，但在输电扩建规划方面存在不足，且无法保证所规划能源系统的运行可行性。

在第二项案例研究中，我们探讨了迈向气候中和过程中氢能部门的最优爬坡路径。尤其是在这一过程的早期阶段，氢能部门应如何实现最优发展仍很不明确，因为目前既没有专门的氢气需求，也不存在专门的生产/储存基础设施或输送基础设施。基于此，我们利用所提出能源系统模型的灵活框架，研究在电力与天然气部门整合程度不断提高的背景下，氢气的最优部署。这包括将氢气部署用于电力部门的（长期）能源储存，以及构建高度部门耦合的能源系统；在后者中，氢气还可在各经济部门替代天然气，从而减少 CO_2 排放。我们的结果突显了氢气输送对于推动氢能部门爬坡发展的关键作用，展示了电力与天然气部门间影响的作用，并评估了 CO_2 定价在促进天然气部门部署氢气方面的成效。

所有案例研究均基于 Ordoudis等人[42]提出的集成式 24节点 IEEE可靠性测试系统和 12节点天然气系统的一个修改版本。图 4 展示了该能源系统，并特别聚焦于天然气基础设施。请注意，模型本身也对电力系统进行了详细刻画，如图 5 所示；但由于本文的原创贡献在于天然气部门的建模及其与电力部门的耦合，因此我们会更详细地介绍天然气部门。所有案例研究均使用一台配备 2.80 GHz 11th Generation Intel Core i7-1165G7（4 核）处理器和 32 GB 内存的笔记本电脑，通过 GAMS 37.1.0 和 Gurobi 9.5.0 求解。本节开篇将概述模型中最相关的输入数据。

3.1. 输入数据

本节概述了当前能源系统模型的输入数据以及案例研究的一般设置。详细的输入数据见在线附录。

所有案例研究的时间框架包含七个代表日，这些代表日通过 k-中心点聚类程序确定。电力和天然气需求的时间序列基于奥地利系统在2020年的需求，按比例缩放至测试系统，并分别分配至母线和节点。输电系统中的电力潮流采用基于电压相角的直流最优潮流近似表示。

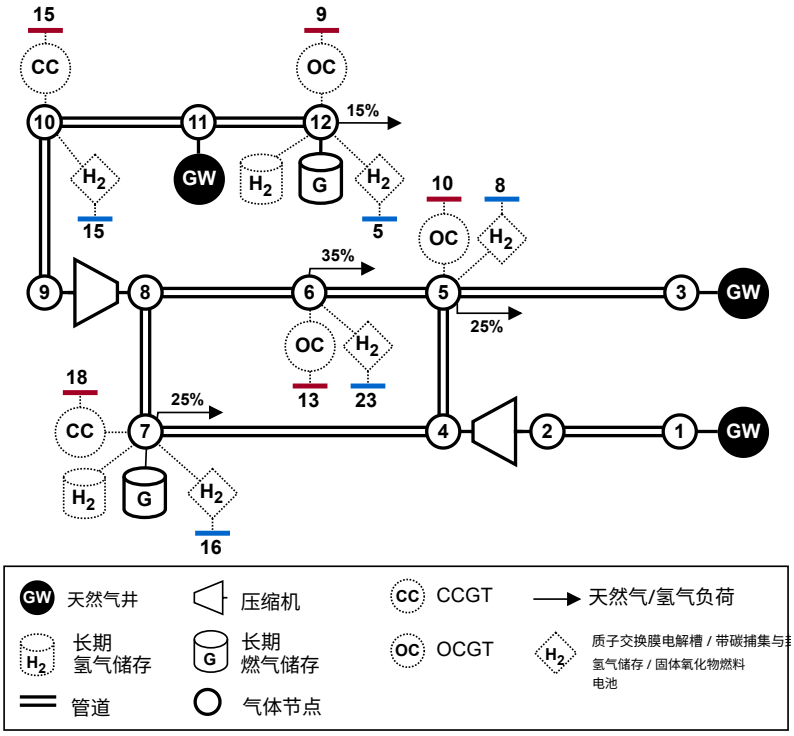

图4：天然气和氢气系统的图形表示。

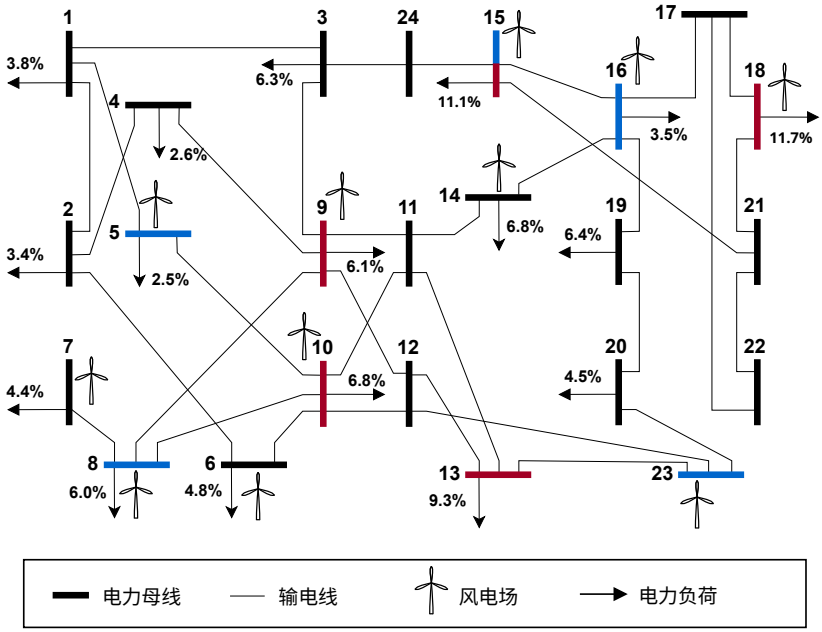

图5：23节点电力系统的图形化表示。

以下各节将介绍所考虑的能源系统模型，重点关注天然气系统。我们从棕地配置[4] 开始，其中三口天然气井的最大天然气输送速率分别为 0.425 MSm^3/h（节点 1 和 3）和 0.283 MSm^3/h（节点 11），用于满足天然气需求。此外，两个枯竭天然气田（表 9）提供长期天然气储存。

天然气系统的各节点通过高压（43–68 bar）管道网络相连。管道和压缩机组的网络数据分别见表 1 和表 2。在我们先前的研究中 [27], ，我们发现，现有扩展规划文献往往对天然气系统参数（及天然气特性）语焉不详，例如仅用 Waymouth 常数描述，甚至完全不予说明。由于该模型（及输入数据文件）以开源形式提供，我们尽可能为潜在用户（也包括我们自己）提供详尽的信息和灵活性，例如用于接入真实系统数据或开展敏感性分析，以及

[4]这受到欧洲能源转型的启发，后者同样并非从零开始。然而，该模型也允许采用新建方案。

自身），以便实现上述目的。因此，该框架支持详细指定稳态管道天然气输送所涉及的所有相关管道参数和天然气参数。这些参数包括每条管道的天然气流速、温度、密度、管道长度、直径、粗糙度、雷诺数（15a）、摩擦因子等。表 1 中的最大管道输送能力根据稳态天然气流动方程（15b）确定。摩擦因子通常由 Colebrook-White 方程描述，但该方程是隐式形式，因此不适用于能源系统模型。不过，Chen 方程（15c）能够提供非常精确的显式近似 [48]。

本研究中的12节点天然气系统包含两台径向流涡轮压缩机组，其典型压缩比分别为 Λ^{sqr} 1.20和1.30。压缩机组每输送100公里天然气，约消耗其中的0.2%，以提供所需的压缩功。

$$Re = \frac{D v^M \rho^M}{\eta^M} \tag{15a}$$

$$\overline{F}^{Gas} = \sqrt{\left(\overline{P}_m^2 - \underline{P}_n^2\right) \frac{1}{\lambda} \frac{D^5}{L} \frac{\pi^2}{16} \frac{T^N}{T^M} \frac{1}{p^N} \frac{1}{\rho^N} \frac{1}{K^M}} \tag{15b}$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log_{10} \left[\frac{\frac{\epsilon}{D}}{3.7065} - \frac{5.0425}{Re} \log_{10} \left(\frac{\left(\frac{\epsilon}{D}\right)^{1.1098}}{2.8257} + \frac{5.8506}{Re^{0.8981}} \right) \right] \tag{15c}$$

在所提出的能源系统模型中，燃气火力发电厂将燃气系统与电力系统连接起来。候选火电机组（表3）包括高效率的400 MW联合循环燃气轮机和灵活的200 MW开式循环燃气轮机。图4中的数字标示了火电机组（红色）和氢能机组（蓝色）与电力系统的连接点。需要指出的是，联合循环燃气轮机的投资选项仅限于母线15和18，因为这两条母线的电力需求最高。此外，候选火电机组的投资上限为一台，且投资决策为二元决策。最后，在所有研究案例中，火电机组均受机组组合（UC）和爬坡约束的限制。

	L (km)	D (m)	R^{Gas} (10^{-5}((MSm^3)^2/bar^2))	$\overline{F}^{Gas}$ (MSm^3/h)
1–2	70	0.6	6.808	0.435
3–5	70	0.6	6.808	0.435
4–5	60	0.6	7.942	0.469
5–6	45	0.6	10.590	0.542
4–7	70	0.6	6.808	0.435
6–8	80	0.6	5.957	0.407
7–8	80	0.6	5.957	0.407
9–10	125	0.6	3.812	0.325
10–11	90	0.6	5.295	0.383
11–12	85	0.6	5.606	0.394

表 1：管道参数。

	Λ^{sqr} (p.u)	$\overline{\Lambda}^{sqr}$ (巴)	CS^{Cmp} （标幺值）
2–4	1.20	30	0.0015
9–8	1.30	30	0.0020

表 2：压缩机组参数。

对于电力部门，我们将100 MW的太阳能和风电场增量（表4）以及50 MW的电池储能系统增量（表5）作为候选单元。太阳能和风能机组每小时的最大发电潜力取决于太阳能和风能资源的可用性，并以各母线和技术对应的容量因子表示。所采用的容量因子反映了奥地利系统的真实时间序列数据，数据下载自Renewables.ninja。对于太阳能，我们假设每条母线的扩建潜力为700 MW。这是因为太阳能资源分布相对均匀，且太阳能可以通过多种形式安装，例如屋顶光伏或大型地面光伏电站。相比之下，风电场通常受到区域限制，例如可用资源是否充足

风能，但也受到空间和社会限制的影响。为体现这一点，风能的扩建潜力仅限于母线 5-10、14-16、18 和 23，且每条母线的扩建潜力为 600 MW。随着电力系统向可再生能源占比较高的方向转型，储能技术对于系统运行变得愈发重要。为此，我们假设每条母线的电池储能系统扩建潜力高达 750 MW。

	$\underline{P}^E$ (MW)	$\overline{P}^E$ (MW)	RU, RD (MW)	E (tCO_2/MWh)	CS^V (p.u.)	CS^{SU} (GWh)	CS^{UP} (GWh/h)	C^{INV} (€/MW/y)
CCGT	80	400	± 160	0.181	2.092	1.162	0.349	41,819
OCGT	20	200	± 180	0.181	2.324	–	0.166	24,781

Table 3: Parameters for gas-fired generation units.

	$\overline{P}^E$ (MW)	C^{OM} (€/MWh)	C^{INV} (€/MW/y)
Wind	100	2.0	72,642
Solar	100	–	84,467

Table 4: Parameters for wind and solar units.

	$\overline{P}^E$ (MW)	$\eta^{CH/DIS}$ (p.u.)	C^{OM} (€/MWh)	$C^{INV,Pow}$ (€/MW/y)	$C^{INV,En}$ (€/MWh/y)	ETP (h)
BESS	50	0.922	4.0	56,667	13,333	4

Table 5: Parameters for battery energy storage systems.

在氢气生产方面，我们考虑两种根本不同的生产原理：水电解和天然气重整。截至目前，碱性电解（AEL）是最常见的基于电解的氢气生产技术。然而，预计质子交换膜电解槽（PEMEL）机组（表 6）将在不久的将来成为主流的基于电解的技术 [49]。尽管 PEMEL 的资本支出仍高于 AEL，但 PEMEL 一项决定性的技术优势在于其启动和爬坡特性，能够快速改变负荷，例如适应可再生能源的发电模式。正如第 2.4 节所指出的，目前 75% 的氢气需求由蒸汽甲烷重整满足，而这是一种高碳排放工艺。为减少大部分碳排放，我们考虑采用带碳捕集与封存的蒸汽甲烷重整装置（SMR-CCS）（表 7）；据 Fan 等人所述，该技术的技术成熟度等级已达到九级 [50]。20 MW PEMEL 和 50,000 Sm^3/h SMR-CCS 机组[5] 的数据分别基于 [51] 和 [52]。

氢气的一个关键特性是其储存潜力。在本研究的能源系统模型中，我们考虑使用高压钢罐进行短期氢储能，并使用盐穴进行长期（例如跨季节）氢储能（表 9）。根据最大消耗率，确定所考虑的两种技术的单位装机功率投资成本和能量容量投资成本。钢罐和盐穴的数据分别基于 [53] 和 [53, 54] 。

最后，固体氧化物燃料电池（SOFCs）目前处于技术成熟度等级 6-7 [55], ，完善了所考虑的氢气技术范围。其较高的工作温度（700-1000°C）为部门耦合提供了额外潜力，例如热电联产。数据见表 8，基于 [55]。

为构建全面的氢能投资组合，我们考虑配置 400 MW 的质子交换膜电解槽、500,000Sm^3/h 的带碳捕集与封存的蒸汽甲烷重整、175,000 Sm^3/h 的钢制储罐（基于最大消耗量），以及 66,000 Sm^3/h 的固体氧化物燃料电池，位于

[5]假设容量与投资成本呈线性关系，将带碳捕集与封存的蒸汽甲烷重整的装机容量按比例缩减至测试系统规模。

天然气网络的每个节点配置 400 MW 的质子交换膜电解槽、500,000Sm{v1}/h 的带碳捕集与封存的蒸汽甲烷重整装置、175,000 Sm{v2}/h 的储氢钢罐（基于最大消耗量）以及 66,000 Sm{v3}/h 的固体氧化物燃料电池。另一方面，盐穴受地质要求限制，因此候选单元仅限于节点 7 和 12。与燃气发电厂一样，盐穴投资数量上限为 1，且投资决策为二元决策。不同于火电机组和盐穴的二元投资决策，风能、太阳能、电池储能系统、质子交换膜电解槽、带碳捕集与封存的蒸汽甲烷重整装置、储氢钢罐和固体氧化物燃料电池的投资均为连续变量；鉴于我们规划的是吉瓦级能源系统，这种近似是合理的。

	$\overline{P}^{E}$ （MW）	HPE （Sm^3/MWh）	C^{OM} （占 C^{INV} 的百分比）	C^{INV} （€/MW/年）
质子交换膜电解槽	20	213.91	2.0	35,000

表 6：电解槽机组参数。

	$\overline{P}^{H2}$ (Sm^3/h)	HPC (标幺值)	E ($kgCO_2/Sm^3H_2$)	C^{OM} （C^{INV} 目标函数的百分比）	C^{INV} (€/(Sm^3/h)/年)
带碳捕集与封存的蒸汽甲烷重整	50,000	0.69	0.09	2.9	159.39

表 7：带碳捕集与封存的蒸汽甲烷重整装置的参数。

	$\overline{CS}^{H2}$ (Sm^3/h)	EPH （kWh/Sm^3）	C^{OM} （占 C^{INV} 的百分比）	C^{INV} （€/（Sm^3/h）/y）
SOFC	3,300	1.797	2.0	699

表 8：燃料电池装置的参数。

	$\overline{P}^{CH4,H2}$ (Sm^3/h)	$\overline{CS}^{CH4,H2}$ (Sm^3/h)	$\eta^{CH/DIS}$ (p.u.)	$InRes^{H2}$ (p.u.)	$\underline{R}^{H2}$ (p.u.)	C^{OM} (% of C^{INV})	$C^{INV,Pow}$ (M€/(MSm^3/h)/y)	$C^{INV,En}$ (M€/MSm^3/y)	ETP (h)
Depleted NG field	250,000	180,000	0.995	0.80	0.60	–	–	–	500
Hydr. salt cavern	130,000	130,000	0.995	0.78	0.55	2.0	2.50	1.87	362
Hydr. steel tank	5,000	3,500	0.995	–	–	1.5	3.75	1.25	12

Table 9: Parameters for natural gas and hydrogen storage units.

3.2. 天然气流量公式对规划结果的影响

正如引言中所述，欧盟制定了雄心勃勃的氢能部门扩展计划 [56, 3]。在这一进程的早期阶段，利用天然气系统通过掺混输送氢气至关重要。在此背景下，本案例研究旨在评估天然气流量公式对综合部门耦合能源系统规划结果的影响。具体而言，我们利用模型的灵活结构，对比 B-TP（忽略天然气流量与压力之间的物理关系）和新型 B-PP 公式，并分析二者对氢能部门和电力部门的发电扩建规划（GEP）决策、管道输送扩建规划（TEP）以及系统运行的影响。我们通过遗憾值（以未供应氢气的形式衡量）来评估规划结果的质量：固定 B-TP 框架下的所有投资后，重新运行模型，并以更真实的 B-PP 公式约束天然气流量，由此得到遗憾值。下文将介绍本案例研究所采用的具体假设。

作为氢能部门建模的基础，我们将未来的氢气需求（例如钢铁和化学工业的需求）视为外生参数。由于目前尚无公开的大规模氢气需求时间序列，我们假设氢气需求沿用天然气需求的相同时间序列和区域分布，并按比例缩减至测试系统的规模。

为体现电力部门的脱碳，我们制定了相应的政策要求：总发电量中至少95%必须来自可再生能源，换言之，火力发电最多只能占总发电量的5%。这样一来，我们可以确保通过电解生产的氢气符合可再生能源的要求，至少在目前可用的欧盟授权法规草案 [4]下是如此。同时，这仍允许天然气发电机组运行，从而确保在本案例研究中捕捉并计入其运行特性（例如启动、爬坡等）以及由此产生的天然气系统消耗。

电力部门和氢能部门中的发电扩展规划候选单元与第3.1节所述的投资组合一致。连接天然气输送系统节点5和节点6的管道（见表1）代表了一条具备天然气与氢气掺混能力的发电扩展规划候选管道。相关投资成本为27 M€[6]（二元投资决策），并根据5%的年金系数进行年化。最后，混合整数线性规划间隙设定为1%。

我们首先对一个扩展规划问题（发电扩展规划和管道输送扩建规划）进行案例研究，其中气体流量分别由 B-TP 和 B-PP 公式描述。如第 2.5 节所述，B-PP 框架下的气体流量是非线性且非凸的，因此必须进行线性化。对于分段线性化（见图 3），我们采用总计 6 个增量。最后，允许的最大氢气掺混率为实际天然气流量的 10%。

在这两个框架下进行扩展规划，B-TP 和 B-PP 的系统总成本分别为 1,094 M€ 和 1,107 M€ 。鉴于两者之间的差异相对较小，B-TP 在发电扩展规划（GEP）背景下似乎表现相当出色。然而，进一步审视运行结果可以发现，与 B-TP 框架相比，采用更符合实际情况的 B-PP 进行规划会带来显著变化，例如管道中的天然气流量发生逆转，这直接源于天然气流量与气体压力之间的关联。对于当前研究的能源系统而言，这导致整个系统的天然气产量发生转移：在 B-PP 框架下，天然气产量从天然气井 3（$2010 \rightarrow 1469$ MSm^3）转移至天然气井 11（$437 \rightarrow 919$ MSm^3）和天然气井 1（$180 \rightarrow 214$ MSm^3）。这进而影响氢能基础设施的选址决策，因为通过掺混在管道中运输氢气的能力取决于实际的天然气流量。图 6 展示了 B-PP 框架与 B-TP 框架相比，已安装氢气产能的差异。具体而言，SMR-CCS（以及 SOFC）的产能几乎全部从节点 6 转移至节点 12（这与天然气产量的转移相一致），而 PEMEL 的产能则分布在多个节点。最终，正是这种重新布局.....

[6]这与 [57] 中给出的泛欧天然气运输基准成本一致。

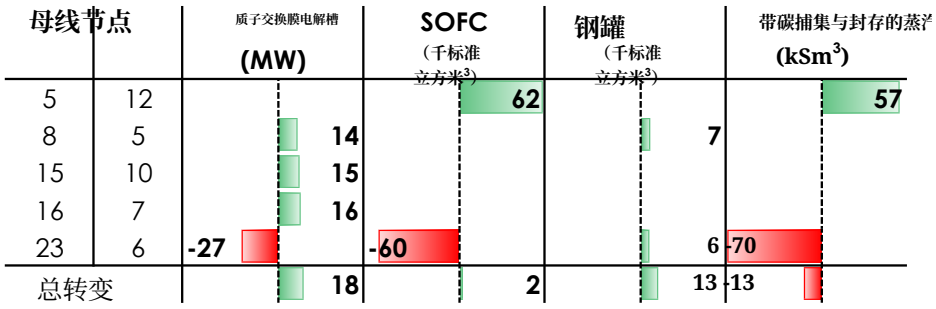

图 6：B-PP 相较于 B-TP 在各母线和节点上的已安装氢容量差异。

质子交换膜电解槽容量的增加是按 B-PP 进行规划时系统总成本上升的主要原因。然而，这些成本并非由氢气生产承担，而是由电力部门承担。这是因为，与 B-TP 相比，为质子交换膜电解槽（以及电力部门）供电需要在容量因子较低的地点扩展可再生能源，至少在所研究的系统中如此。总体而言，按 B-PP 进行规划可能导致从扩展集中式（带碳捕集与封存的蒸汽甲烷重整）转向分布式氢气生产单元（质子交换膜电解槽）。

对于TEP而言，在两个框架下，指定候选管道的投资决策会发生变化（B-TP为0；B-PP为1）[7]，这一点十分重要。在此背景下，我们根据遗憾值评估规划决策的质量，并以未供应氢气量对其进行量化。为此，我们固定在B-TP框架下确定的最优投资（GEP和TEP），并在由更现实的B-PP控制天然气流量的情况下运行运行问题，结果显示未供应氢气量为23 MSm^3 [8]（占氢能部署总量的4%），且

[7]当全系统掺混率为零时，在两种框架下均不存在管道输送扩建规划（TEP）。这表明，至少对于当前所研究的系统而言，仅氢气掺混本身就足以触发对管道基础设施的投资。[8]对于未供应氢气的成本，我们假设为 3 €/Sm^3。

整个系统成本为1,162 M€。原因在于，根据B-TP框架确定的天然气流量在很大程度上违反了天然气输送系统的最大运行压力（MOP）。图7展示了由B-TP框架确定的天然气流量所导致的节点压力，这些流量经过连接节点1（天然气井1）和节点6（天然气与氢气需求最高）的管道区段。由这些结果可以清楚看出，根据B-TP得出的天然气流量不适用于运行规划，因为固定这些流量将导致系统不可行。

尽管如此，采用 B-TP 而非 B-PP 的一个有力理由是其计算负担显著较低，这体现在变量数量上（B-TP 为 75,465 个变量（其中 2,598 个为离散变量），而 B-PP 为 101,001 个变量（其中 12,678 个为离散变量））。由此产生的计算时间高度依赖于具体案例，但对于当前所研究的能源系统，在混合整数线性规划间隙为 1% 的情况下，B-TP 的计算时间通常低于 300 秒，而 B-PP 则约需 10 小时。

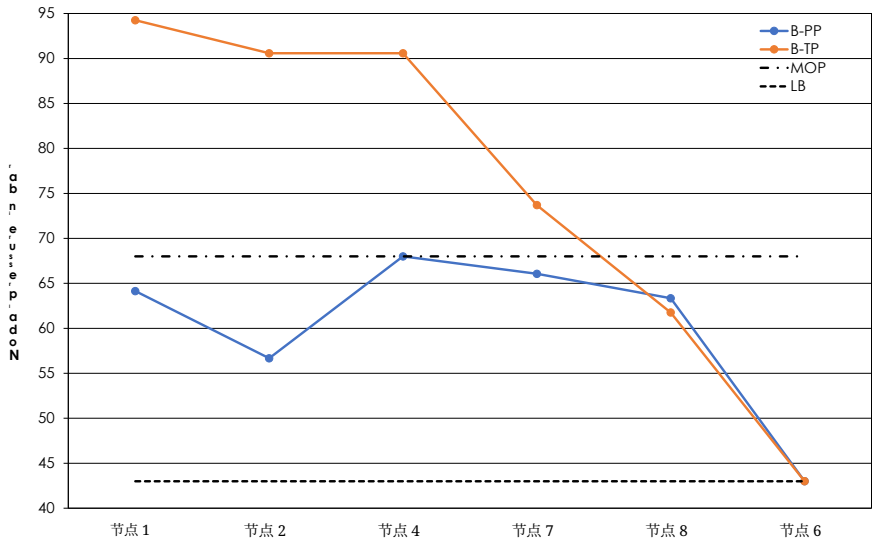

图 7：在 B-PP 与 B-TP框架下确定的从节点 1 到节点 6 的管道区段节点压力。LB 表示压力下限，MOP 表示最大运行压力。

综上所述，我们认为，对于发电扩建规划和较低氢气掺混率的研究目的而言，B-TP 是一种可接受的近似方法。然而，在管道扩展规划和运行可行性方面，模型结果可能因具体情况而存在显著差异，而 B-PP 则可作为评估这些差异的一种有价值的工具。

3.3. 氢能部门的爬坡

本案例研究旨在探究，在迈向气候中和的过程中，电力与燃气部门耦合系统中氢能部门的最优爬坡路径。其基本思路是利用现有基础设施（例如用于掺混的输送管道），并根据其影响最大之处（以系统总成本衡量），在电力部门、天然气部门或两者中部署氢气。为此，我们采用所提出的能源系统模型的灵活表述，根据各天然气需求部门的最大替代率，实现以氢气最优替代天然气，而不是指定专门的氢气需求，因为目前尚无相应的时间序列。此外，我们将氢气生产限制为采用质子交换膜电解槽（并省略带碳捕集与封存的蒸汽甲烷重整），并施加绿色电力系统约束（14），取值为 $\kappa = 100\%$。这样可确保电力部门以及由此生产的氢气完全来自可再生能源[9]。假设天然气成本为 0.097 €/Sm^3[10]。最后，本案例研究将混合整数线性规划间隙设为 0.1%。除此之外，本案例研究的设置与第 3.1 节所述的一般设置一致。

本案例研究分为三个增量阶段。为了帮助读者更好地理解，各阶段按照氢气的应用范围逐步扩大、进而实现能源系统整合的方式进行组织。在第 3.3.1 节中，我们仅考察氢气在电力部门的部署。

[9]目前仍缺少界定氢气何时符合可再生能源标准的法律框架。截至目前，仅有一份授权法规草案 [4]。[10]这处于 2020 [58], 年天然气所有权转移设施（TTF）现货价格和远期一年价格的范围内，我们在对2030年能源系统进行建模时采用了这一价格范围。

当氢气仅限于电转电技术时，我们强调了氢气输送的关键作用。在第 3.3.2 节中，我们研究电力与燃气部门耦合系统背景下氢能部门的逐步发展，发现天然气部门对电力部门的部门间影响较弱，而反向影响则更为显著。在本案例研究的最后一节（3.3.3）中，我们应用该模型考察 CO_2 定价政策对天然气部门氢气部署的影响，并发现基础能源系统中天然气需求的空间—部门分布对其有效性至关重要。

3.3.1. 电力部门中的氢气

除了大规模扩展可再生能源外，储能技术也是电力部门脱碳的重要基石。氢气是一种前景广阔的储能技术，因为它可以通过电解利用（可再生）电力生产，经过输送后储存数天、数月甚至数季，并在需要时用于发电。因此，本节探讨氢能部署对电力部门的影响，并研究通过掺混输送氢气对氢能部门逐步发展的影响。结果汇总于图 8，其中包括不同最大掺混率（横轴）下的系统总成本、电池储能系统的装机容量、电力部门中最优的氢能部署规模等。

我们首先考虑氢气的生产、储存和消耗均发生在本地的情形。在这种情形下，整个系统的成本为 1,848 M€。由于电力系统完全由可再生能源供电（$\kappa = 100\%$），可再生能源的弃电量增加至总电力需求的 101%。然而，氢能基础设施方面完全没有投资。这是因为，将氢气用作电转电技术，需要投资建设由 EL、FC 和氢储能组成的氢能技术链，以实现氢气在不同时间尺度上的转移，例如在一天之内或跨季节进行储能。最终，氢能技术链与其他储能技术（例如 BESS）展开竞争，而根据技术经济假设，模型更倾向于选择其他储能技术（即效率更高的技术），以.....

本案例研究 [59] 中，2030年配置了4小时锂离子电池储能系统。这体现在电池储能系统的投资上，其装机容量为3,206 MW（占电力系统总装机容量的16.6 %）。然而，氢气相较于电池储能系统的一项潜在优势 Erotiske

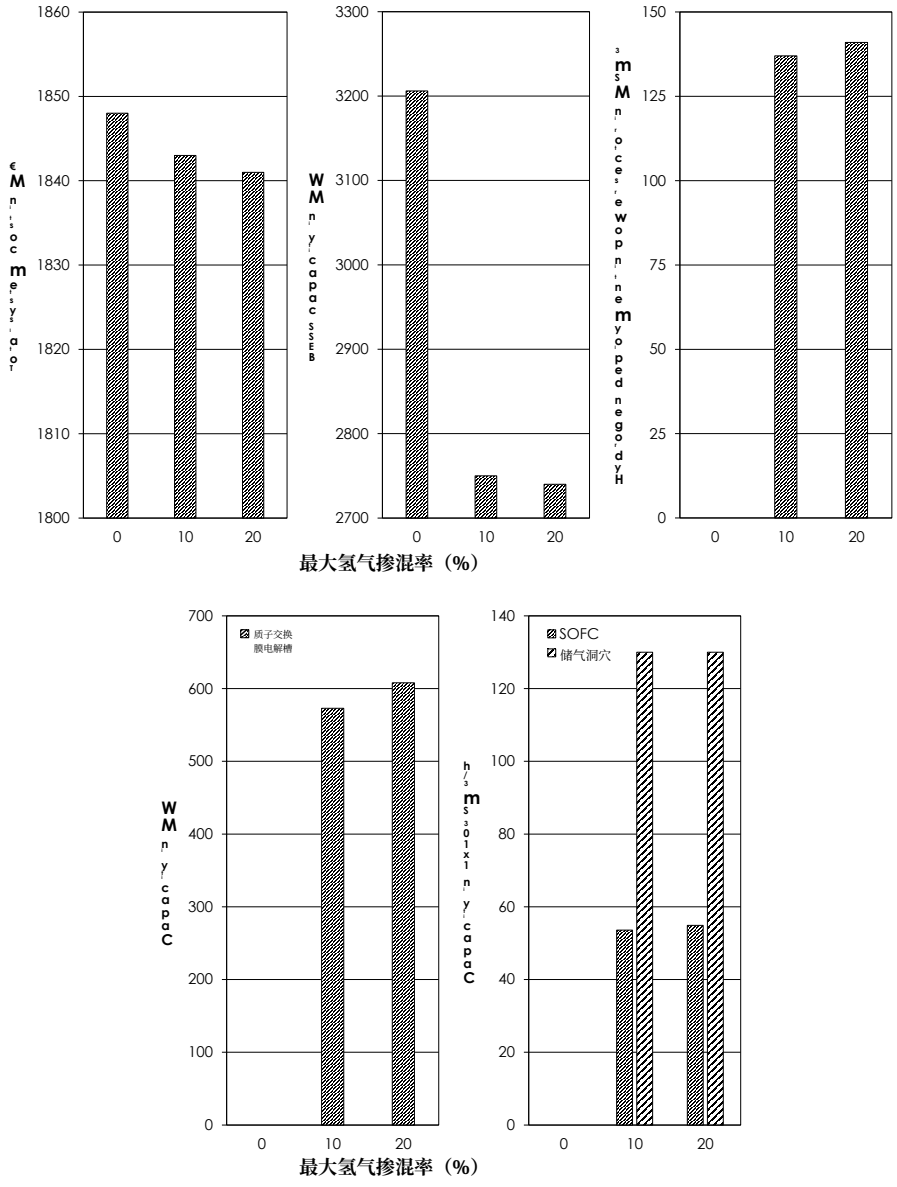

图 8：不同最大掺混率下氢能部门的逐步发展。

其可运输性。为了考虑空间维度，我们允许在现有管道基础设施中进行氢气与天然气的掺混运输，为简化起见，该过程由 B-TP 公式控制。我们发现，10% 的掺混率（目前奥地利等地已允许采用该比例） [7], 足以触发对氢气基础设施的投资。其中的决定性因素在于，掺混有助于推动在节点 7 投资建设盐穴，以实现长期氢气储存。因此，系统总成本降低了 5 M€ （-0.3%），电池储能系统投资减少了 456 MW（-14.2%）。取而代之的是，模型投资建设了 573 MW 的质子交换膜电解槽，生产出 137 MSm^3 氢气，其中 38 MSm^3 （27.7 %）通过管道运输。最终，氢气被用于发电，产生 225 GWh 的电力，占储能技术发电总量的 19.8%。

当掺混率为 20%（目前英国正在讨论这一比例 [8]）时，系统总成本进一步降低 2 M€ （主要是由于质子交换膜电解槽在各节点间的装机容量发生转移），输送的氢气量则增至 116 MSm^3 （占氢气总产量的 82.3%）。然而，我们的结果表明，掺混在降低系统总成本方面的有效性在掺混率超过 20% 后显著下降，而且至少对于当前研究的系统，氢气部署停滞在 141 MSm^3, 。此外，值得注意的是，已安装的质子交换膜电解槽满负荷小时数仅为 800–1,650 小时，平均为 1,150 小时。

最后，通过部署氢气实现的系统成本降幅不足以促使人们投资建设专用氢气管道[11]。

根据上述结果，我们得出结论：通过掺混实现的氢气输送可以成为推动氢气在电力部门应用的关键杠杆，尤其是

[11]此处指现有管道中的掺混率为零，但模型允许投资建设一套与现有网络并行运行的专用氢能网络（每条管道均作出二元投资决策，管道直径为 0.35 米）。投资成本采用[57]中提出的泛欧天然气输送基准成本，并按 60 年的预期寿命进行年化。

在氢能部门爬坡发展的早期阶段。然而，随着氢气与其他储能技术展开竞争，仅将其大规模部署为电转电技术似乎并不经济，满负荷小时数较少也印证了这一点。

3.3.2. 电力与燃气部门耦合系统中的氢气

除了作为电力部门的一种储能技术，氢气还可用于推动天然气部门脱碳。因此，在本案例研究的第二部分中，我们将探讨电力与燃气部门耦合系统中氢能部门的逐步发展，并研究部门间影响。

为此，除掺混外，我们还启用模型选项，以氢气替代部分天然气需求，并假设所得混合物会被燃烧。因此，混合物的能量含量必须与天然气的低位热值相当（见（3））。该模型的灵活框架允许为不同类别的部门指定不同的最大体积氢替代率。这一点很重要，因为例如，家用电器在氢气替代方面可能比工业部门中的工艺受到更多限制，而后者或许能够更快地实现较高的替代率。[12]

首先，我们假设氢气部署仅限于天然气部门（通过省略 FC）。在此情景下，我们发现，天然气的基础成本（0.097 €/Sm^3）已接近触发氢气基础设施投资的临界点。天然气成本增加百分之二十五会促使部署 110 MSm^3，氢气，而增加百分之五十则会促使部署 140 MSm^3 氢气。在天然气部门，氢气可以持续部署，以替代天然气，这一点反映在质子交换膜电解槽的较高满负荷小时数上（平均为 $\geq$ 7,600）。因此，氢储能仅发挥次要作用

[12]在本案例研究中，我们将天然气需求划分并分配至钢铁和化学工业部门（最高替代率为 20%）以及其他部门（10%）。此外，本案例研究将管道输送的最高掺混率设为 20%。

因此，该模型仅通过钢罐投资于短期储能，而不投资于长期储能。这与电转电情景（见第 3.3.1 节）形成对比，在后者中，模型仅投资于盐穴，用于长期氢气储存。

接下来，我们考虑最复杂的情形：氢气可部署于电力部门和天然气部门（通过纳入燃料电池）。在这种情形下，天然气成本达到 0.097 €/Sm^3 ，便足以促使氢气在天然气部门部署（154 MSm^3）。不过，有趣的是，推动氢能基础设施扩展的其实是电力部门。这一点从投资决策及其分布可以明显看出：它们与第 3.3.1 节的电转电情景高度相似，且质子交换膜电解槽的满负荷小时数也相近（平均 2,200 小时）。在部门耦合情景中，提高天然气成本只会使质子交换膜电解槽容量略有扩展。不过，电力部门中氢气的基准部署不受此影响，始终为 127 MSm^3。因此，我们得出结论：就氢气而言，天然气部门对电力部门的跨部门影响较弱。反之，跨部门影响则更加显著。例如，如果在投资成本不变的情况下，锂离子电池储能系统的寿命从 15 年延长至 20 年，那么电力部门中的氢气部署不仅会变得微不足道（$\leq$ 1 MSm^3），天然气部门中的氢气部署也会大幅减少（-37.0%）。

我们认为，私营企业很可能会率先投资氢气生产基础设施，因为它们也能够同步创造需求。此外，正如我们在案例研究中所展示的，天然气部门对电力部门的跨部门影响较弱。鉴于上述情况，氢能基础设施的初期拓扑结构很可能会按类似于仅含天然气部门的情形发展，从而使质子交换膜电解槽的满负荷小时数达到最高（见上文）。为了推动未来氢气系统的拓扑结构朝着成本最优的能源系统规划方向发展，可能需要采取适当的引导措施。正如我们所展示的，这种系统拓扑结构最终能够促进氢能部门的全面发展

，并推动其在天然气部门和电力部门的部署。

3.3.3. CO_2 定价的影响

在本案例研究的最后部分，我们分析 CO_2 定价对天然气部门氢气部署的影响。如上文所述，天然气成本可以为氢能部门的快速发展提供激励。然而，天然气成本是全球市场的结果，因此难以估计、监管和控制（至少在没有政策干预的情况下）。相比之下，CO_2 定价代表了一种可以以更可控、更有针对性且更具预测性的方式施加的杠杆，这对于确保规划的确定性十分重要。

基于这一思路，我们启用模型选项，将 CO_2 排放成本纳入考虑，从而进一步激励以氢气替代天然气。其减排潜力基于奥地利天然气燃烧产生的平均 CO_2 排放。在欧盟排放交易体系第四阶段（2021—2030年） [61] 期间，部分行业（例如钢铁行业和化学工业）仍将获得其核定排放量 100% 的免费配额，因为这些行业被认为存在碳泄漏风险 [62]。因此，我们排除这些行业，由此得到天然气燃烧产生的平均 CO_2 排放量为 1.96 $ktCO_2/MSm^3CH_4$ 。然而，由于系统拓扑结构，这会引入对天然气需求空间—部门分布的依赖，而该分布可能影响氢能部门的快速发展。

下文将量化这一空间效应对当前能源系统的影响，并分析对 CO_2 定价在促进天然气部门部署氢气方面的有效性。结果如图 9 所示，图中展示了天然气部门的氢气部署量以及相应的系统总成本如何随 CO_2 配额成本（E）变化。以天然气部门部署了 154 MSm^3 氢气的能源系统为起点（基准情景（BC），E-0），我们假设政策制定者希望通过 CO_2 定价，进一步促进部署 20 MSm^3 氢气。若钢铁和化学工业不纳入 CO_2 定价范围（不含工业），

要实现这一政策目标，成本需达到 100 €/tCO_2（E-100）；而若两大行业均纳入[13]（包含工业，E-20），只需 20 €/tCO_2。就系统总成本而言，这会造成 114 M€的差异，反映了当前能源系统中天然气需求空间—部门分布所固有的成本。相比之下，也可以通过将天然气成本[14] 在整个系统内提高 35%（NG +35%），例如通过征税，来实现这一政策目标。在这种情况下，系统总成本会降低 17 M€，因为这一机制不受相关能源系统中天然气需求空间—部门分布的影响。

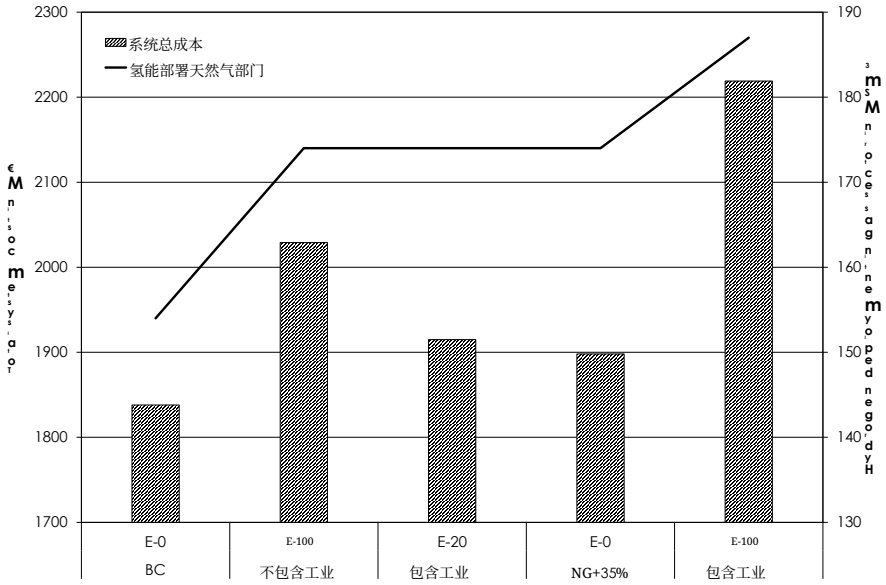

图9：基于 CO_2 配额成本（E）、受影响部门和天然气成本（NG）的天然气部门氢气部署情况。

最后，为求完整起见，如果政策制定者为整个天然气部门（包含工业、E-100）设定 CO_2成本为 100 €/tCO_2，那么这将

[13]对于此案例研究，我们假设钢铁行业和化学工业的平均 CO_2 排放分别为 2.29 $ktCO_2/MSm^3$ CH_4 和 2.17 $ktCO_2/MSm^3CH_4$，依据为 [60]。[14]天然气的基准成本假设为 0.097 €/Sm^3。

推动部署 33 MSm^3 氢气。

综上，我们得出结论：能源系统中天然气需求的空间—部门分布可能会显著影响碳$_2$ 定价政策措施的有效性。

4. 结论

本文提出了一种新型天然气流量公式，用于对管道天然气输送中的详细天然气与氢气掺混过程进行建模。所提出的掺氢压力问题基于对非线性、非凸稳态天然气流动方程进行分段线性化，从而建立天然气流量与气体压力之间的关系，这对于天然气系统的正常运行尤为重要。为评估掺氢压力问题下的建模准确性，我们构建了一个高度模块化且灵活的综合部门耦合能源系统优化模型，涵盖电力、天然气和（未来的）氢能部门；本文重点关注天然气与氢能部门及其与电力部门之间的相互联系。该模型包括用于制氢的电解槽和蒸汽甲烷重整机组、（长期）天然气与氢储能装置、燃料电池装置，以及在燃气发电厂中进行氢气混烧等。此外，该模型还支持以内生方式将不同经济部门的天然气需求替换为氢气（替换比例不超过最大值，同时确保所得混合物具有足够的能量含量）。因此，该模型不仅能够从技术经济特性的角度研究发电和输送基础设施（电力、天然气和氢气）的综合扩展规划，还能在各种政策约束下开展研究，例如碳$_2$ 定价对工业部门氢气部署的影响。

所提出的模型应用于电力、天然气与氢能综合部门耦合的 IEEE 24节点电力系统和12节点天然气系统，并开展了两项全面的案例研究。在第一项案例研究中，我们分析了新提出的掺氢压力问题对电力部门和氢能部门发电扩建规划、管道

输送扩建规划，以及运行模型结果的影响，并将其与更简单的掺氢输送问题进行比较。结果表明，对于发电扩建规划和较低的氢气掺混率而言，简单的掺氢输送问题虽然忽略了管道中天然气流量与气体压力之间的物理关系，但仍可提供可接受的近似。然而，采用这一简单框架进行扩展规划往往过于乐观，尤其会影响氢能部门乃至电力部门的选址决策。此外，忽略天然气流量的物理现实——特别是在掺氢的情况下——会显著影响管道输送扩建规划和运行结果的可靠性，因为计算得出的天然气流量可能大幅超出天然气系统的最大运行压力。因此，规划中的系统可能无法满足氢气需求。根据这些结果，我们认为，尽管所提出的掺氢压力问题比简单的掺氢输送问题计算量更大，但它是对电力、天然气与氢能综合部门耦合系统进行扩展规划建模的有价值工具。然而，要对大型部门耦合能源系统进行扩展规划建模，进一步改进掺氢输送问题（例如加入能够反映压力特性的约束条件）仍具有重要意义。

第二个案例研究聚焦于在迈向气候中和的过程中，如何在完全可再生能源电力系统中利用现有天然气管道输送基础设施进行天然气与氢气掺混，从而优化氢能部门的发展。在此背景下，所提出的能源系统模型会根据电力与天然气部门整合程度的不同，内生地确定氢气部署的最优方案。我们的研究结果表明：

- 电力部门中的氢气：利用天然气输送系统进行掺混，即使掺混率很低，也能成为推动投资氢气电转电技术、以长期储存过剩可再生能源发电量的关键杠杆。尽管这可能只会小幅降低系统总成本，却可能显著改变

储能技术的成本最优投资组合——在本案例中，是从电池储能系统转向氢气。尽管进行了氢能基础设施投资，我们的结果表明，在这种情况下，电解槽机组的满负荷小时数非常有限，从私人投资者的角度来看，这似乎并不经济。

- 天然气部门中的氢气：仅将氢气作为天然气的替代品进行部署，需要天然气成本足够高（同时还需有过剩的可再生电力），因此这是系统总成本最高的情景。然而，与电转电情景不同，氢气在天然气部门中的持续部署，使电解槽机组的满负荷小时数大幅增加，而氢储能的作用则较为次要。

- 电力与燃气部门耦合系统：在成本最小化框架中，推动氢能基础设施投资的部门（在本案例研究中为电力部门）不一定是主要部署氢气的部门。此外，我们观察到，就氢气的部署而言，从天然气系统到电力部门的部门间耦合较弱，而反向耦合则更为明显。正如预期的那样，加强部门整合可实现最低的系统总成本。

总体而言，我们案例研究的结果强烈表明，掺混可以启动并促进氢能部门的发展，并可能推迟专用氢气管道基础设施的扩展，例如推迟到氢气需求在更大规模上形成之后。归根结底，建立氢气需求取决于氢气变得具有经济性，或实施精心设计的政策措施。对于后者，我们的结果表明，天然气需求的空间—部门分布会显著影响天然气征税方案的有效性（以系统总成本计），而采用其他政策方案（例如对天然气统一征税）则可以避免这一问题。然而，在天然气部门部署氢气的决定性因素是允许的替代率。在此背景下，对预期的展望

氢替代率、底层流程适应相关成本以及与天然气成本的相关性，是未来研究中高度相关的主题。

致谢

T. Klatzer 衷心感谢挪威科技大学工业经济与技术管理系（IØT）接待其开展研究访问，并感谢鲁道夫·肖杜瓦基金会和 Erasmus+ 项目提供的资助。

附录

术语表

缩略语:

欧盟 欧盟 能源系统模型 能源系统模型 线性规划 线性规划 混合整数线性规划 混合整数线性规划 运输问题 运输问题 机组组合 机组组合 直流最优潮流 直流最优潮流 单节点 单节点 LEGO模型 低碳发电扩展优化模型 目标函数 目标函数 运行与维护 运行与维护 联合循环/开式循环燃气轮机 联合循环/开式循环燃气轮机 电解槽 电解槽 蒸汽甲烷重整 蒸汽甲烷重整 燃料电池 燃料电池 荷电状态 荷电状态 移动窗口 移动窗口 压缩机组 压缩机组 标准运输问题 标准运输问题 掺混输送问题 掺混压力问题 增量 增量 左端/右端 左端/右端 发电/输电扩展规划 发电/输电扩建规划 氢气输电扩展规划 可变可再生能源 可变可再生能源

BESS 电池储能系统 AEL 碱性电解 PEMEL 质子交换膜电解槽 SMR-CCS 带碳捕集与封存的蒸汽甲烷重整 SOFC 固体氧化物燃料电池 CAPEX 资本支出 TRL 技术成熟度等级 FLH 满负荷小时数 ETS 排放交易体系 NUTS 统计区域单位命名法 TTF 所有权转移设施

指标:

p, pp 时间段（通常以小时计）rp 代表性时段（通常以天计）k 代表性时段内的时间段（通常以小时计）$\Gamma(p, rp, k)$ 时段与代表性时段之间的映射关系 rp 和 kg 发电机组$t(g)$ 火力发电机组子集$s(g)$ 储能发电机组子集$r(g)$ 可再生能源发电机组子集$h2u$ 氢气机组$h2g(h2u)$ 电解槽机组子集$h2p(h2u)$ 带碳捕集与封存的蒸汽甲烷重整装置子集$h2f(h2u)$ 燃料电池机组子集 $h2s(h2u)$ 氢储能装置子集 $h2um(h2u, m)$ 与气体节点 m 相连的氢气机组 $h2u$ $ch4u$ 天然气机组$ch4w(ch4u)$ 天然气井子集$ch4s(ch4u)$ 天然气储存装置子集$ch4um(ch4u, m)$ 与气体节点 m相连的天然气机组 $ch4u$

i, j, ii 输电网络母线c 输电网络中的线路$ijcc(i, j, c)$ 连接节点 i、 j的候选输电线路，具有 $cline(i, j)$ 表示节点 i 和 j之间是否存在线路$gi(g, i)$ 与节点 i相连的发电机 g $gm(g, m)$ 与气体节点 m相连的发电机 g m, n 天然气输送系统节点l 天然气输送系统管道回路$mnl(m, n, l)$ 通过 l连接 m和 n的管道$mnle(m, n, l)$ 通过 l连接 m和 n的现有管道$mnlc(m, n, l)$ 通过 l连接 m和 n的候选管道inc 管道气体流线性化的增量$cmp(m, n, l)$ 通过 l连接 m和 n的压缩机组cl 经济类别sec 经济部门$cls(cl, sec)$ 经济类别与部门之间的关系

参数:

$D^{E}_{rp,k,i}$ 电力需求（GW）$D^{Gas}_{rp\,k,,m,cl}$ 天然气需求（MSm³/h）$D^{H2}_{rp\,,k,m,cl}$ 专用氢气需求（MSm³/h）H^{H2}, H^{CH4} 氢气和天然气的低位热值（GWh/MSm³）SR^{H2}_{cl}, SR^{H2}_{cl} 氢气替代的下限和上限（p.u.）B^{H2}, B^{H2} 氢气管道掺混的下限和上限（p.u.）W^{RP}_{rp}代表性时段的权重（h）W^{K}_{k}代表性时段内每个 k 的权重（h）C^{SU}_{g}机组启动成本（M€）C^{UP}_{g}机组组合成本（M€/h）C^{VAR}_{g}能源可变成本（M€/GWh）C^{OM}_{g}电力机组运行与维护成本（M€/GWh）

C_{h2u}^{OM} 氢气机组运行与维护成本（p.u.）C_{ch4u}^{OM} 天然气机组运行与维护成本（p.u.）C_{g}^{INV} 电力机组投资成本（M€/GW/y）C_{h2g}^{INV}电解槽机组投资成本（M€/GW/y）C_{h2p}^{INV}蒸汽甲烷重整机组投资成本（M€/(MSm³/h)/y）C_{h2f}^{INV}燃料电池机组投资成本（M€/(MSm³/h)/y）C_{h2s}^{INV}储氢机组投资成本（M€/(MSm³/h)/y）C_{ch4u}^{INV} 天然气机组投资成本（M€/(MSm³/h)/y）$C^{L,i}{}_{c}^{INV}{}_{,j,}$ 线路投资成本（M€/GW/y）$C^{Pipe,}{}_{mnl}^{Inv}{}_{,,}$ 管道投资成本（M€）C^{CH4} 天然气成本（M€/MSm³）C^{ENS} 未供应电力成本（M€/GWh）C^{CH4NS} 未供应天然气成本（M€/MSm³）C^{H2NS} 未供应氢气成本（M€/MSm³）C^{CO2} CO_2 配额成本（M€/MtCO_2）CS_{g}^{SU}机组启动耗气量（GWh）$CS_{g}^{UP}{}_{CH4}$机组组合耗气量（GWh/h）CS_{g}^{V}机组发电耗气量（p.u.）$CS^{Cmp,}{}_{mnl}^{H2}{}_{,,}$ 压缩机天然气消耗量（p.u.）$CS^{Cmp,mnl}{}_{,,}$ 压缩机氢气消耗量（p.u.）HPE_{h2g} 单位电量产氢量（MSm³/GWh）HPC_{h2p} 单位天然气产氢量（p.u.）P_{g}^{E} 电力机组技术最大值（GW）P_{h2g}^{E} 电解槽机组技术最大值（GW）P_{h2p}^{H2} 蒸汽甲烷重整机组技术最大产量（MSm³/h）P_{ch4u} 天然气机组技术最大值（MSm³/h）P_{h2s}^{H2} 储氢机组技术最大产量（MSm³/h）R_{h2s}^{H2} 储氢机组技术最小值（p.u.）CS_{h2s}^{H2} 储氢机组技术最大消耗量（MSm³/h）ETP_{h2s} 储氢机组能量功率比（小时）

$InRes^{H2}_{h2s,p}$ 长期氢气储存机组的初始储备量（百万标准立方米）$\eta^{CH}_{h2s}, \eta^{DIS}_{h2s}$储氢机组的充放电效率（p .u.)

$F^{Gas}_{m\ n}$, ,l 管道技术最大容量（MSm³/h）$F'_{inc,m,n,l}$ 线性化气体流量的函数值（(MSm³/h)²）$F_{inc,m,n,l}$ 线性化气体流量的离散值（MSm³/h）$R^{Gas}_{m\ n}$, , l 管道系数（(MSm³/h)²/bar²）P^{Sqr}_{m} 节点处气体压力的技术最大值（bar²）$\Lambda^{sqr}_{m\ n}$, ,l 压缩机组的压缩比（p.u.）$\Lambda_{m,n,l}$ 压缩机组的最大压缩量（bar）Re 雷诺数（–）D 管道标称直径（m）v^{M} 平均气体流速（m/s）ρ^{N}, $\overline{\rho}^{M}$标准与平均气体密度（kg/Sm³）η^{M} 平均气体动力黏度（$1 \cdot 10^{-6}$ kgs/ms）λ 管道摩擦因子（–）L 管道长度（m）π 数量 π （–）T^{N}, T^{M}标准与平均气体温度（K）p^{N} 标准压力（bar）K^{M} 平均气体压缩系数（–）ϵ 管道粗糙度（mm） $F^{Cmp,m\ n\ l}_{Gas}$, , 压缩机输送气体流量的技术最大值（MSm³/h）E_g 电力机组的CO_2 排放（$MtCO_2/MSm^3$）E_{cl} 行业类别的CO_2 排放（$MtCO_2/MSm^3$）κ 最低清洁生产量（p.u.）EU_g 现有电力机组指标（整数）EU^{H2}_{h2u} 现有氢能机组指标（整数）EU^{CH4}_{ch4u} 现有天然气机组指标（整数）X_g 可新建电力机组的最大数量（整数）X^{H2}_{h2u} 可新建氢能机组的最大数量（整数）

—

—

—

X_{ch4u}^{CH4} 可新建天然气装置的最大数量（整数）$X_{i\ ,j,c}^{L}$ 可新建输电线路的最大数量 $\in \{0,1\}$$X_{m\ n\ ,,l}^{Pipe}$ 可新建管道的最大数量 $\in \{0,1\}$$M$ 较大的正数常量

变量:

$p_{rp,k,g}^{E}$ 机组发电量（GW）$p_{rp\ k\ ,,ch4w}^{CH4}$ 机组天然气产量（MSm³/h）$p_{rp\ ,k,h2u}^{H2}$ 机组氢气生产量（MSm³/h）$cs_{rp,k,g}^{E}$ 电力机组的电力消耗（GW）$cs_{rp,k,h2u}^{H2}$ 氢气机组的电力消耗（GW）$cs_{rp\ k\ ,,h2u}^{CH4}$ 氢气机组的天然气消耗（MSm³/h）$cs_{rp\ ,k,h2u}^{H2}$ 氢气机组的氢消耗量（MSm³/h）$cs^{CH4,rp\ k\ g}{}_{\ ,,}^{E}$ 机组发电的天然气消耗（MSm³/h）$cs^{H2,rp\ k}{}_{\ ,,g}^{E}$ 机组发电的氢消耗量（MSm³/h）$cs^{CH4,rp\ k\ g}{}_{\ ,,}^{Aux}$ 机组启动和机组组合的天然气消耗（MSm³/h）$cs^{H2,rp\ k\ g}{}_{\ ,,}^{Aux}$ 机组启动和机组组合的氢消耗量（MSm³/h）$d_{rp\ k\ ,,m,cl}^{CH4}$ 天然气部门可变天然气需求（MSm³/h）$d_{rp\ ,k,m,cl}^{H2}$ 天然气部门可变氢气需求（MSm³/h）$intra_{rp\ ,k,h2u}^{H2}$ 氢气机组期内荷电状态（MSm³）$inter_{p\ ,h2u}^{H2}$ 氢气机组期际荷电状态（MSm³）$y_{rp,k,g}$ 机组启动决策（整数）$u_{rp,k,g}$ 机组调度组合（整数）$pns_{rp,k,i}$ 未供应电力（GW）$h2ns_{rp,k,m,cl}$ 未供应氢气（MSm³/h）$ch4ns_{rp,k,m,cl}$ 未供应天然气（MSm³/h）x_g 发电容量投资（整数）x_{h2u}^{H2} 氢气产能投资（整数）x_{ch4u}^{ch4} 天然气产能投资（整数）$x_{m\ n\ ,,l}^{Pipe}$ 管道容量投资（整数）

$x_{i,j,c}^{L}$ 输电线容量投资（整数）$f_{rp\,k,,m,n,l}^{Gas}$ 管道气体流（MSm³/h）$f_{rp\,k,,m,n,l}^{CH4}$ 管道天然气流量（MSm³/h）$f_{rp,k,m,n,l}^{H2}$ 管道氢气流量（MSm³/h）$p_{rp\,k,,m}^{sqr}$ 气体节点压力（bar²）$\rho_{rp,k,m,n,l}$ 松弛变量（MSm³/h）$\delta_{rp,k,inc,m,n,l}$ 气体流量关联变量（二进制）$\gamma_{rp,k,inc,m,n,l}$ 气体流量增量填充变量（连续）$\alpha_{rp,m,n,l}$ 管道流向（二进制）$f_{H2}^{Cmp,rp\,k\,m\,n\,l}$,,,, 压缩机天然气流量（MSm³/h）$f^{Cmp,rp\,k\,m\,n}$,,,,$_{l}$ 压缩机氢气流量（MSm³/h）

参考文献

[1] 欧盟委员会，《欧洲绿色协议》（2019年）。网址 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019DC0640&from=EN[2]欧盟委员会，“Fit for 55”一揽子计划：实现欧盟2030年气候目标，迈向气候中和（2021年）。网址 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021DC0550[3] 欧盟委员会，《REPowerEU计划》。网址 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM% 3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483[4] 欧盟委员会，《关于制定欧盟方法论、明确非生物来源的可再生液态和气态运输燃料生产详细规则的授权法规草案》（2022年）。网址 https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-tran

运动燃料占可再生电力需求的

en

[5] 欧盟委员会，《实施REPowerEU行动计划》。网址 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD% 3A2022%3A230% 3AFIN[6] J. Jens、A. Wang、K. van der Leun、D. Peters、M. Buseman，《扩展欧洲氢气主干网》（4月）（2021年）32页。网址 https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/ European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf[7]Gas Connect Austria GmbH，《G B210天然气质量指南》（2021年）。网址 https://www.gasconnect.at/aktuelles/news-presse/news/ news/detail/News/neue-oevgw-richtlinie-10-prozent-wasserstoffanteil

-im-gasnetz-ab-sofort-

[8]英国商业、能源与工业战略大臣，《英国氢能战略》，技术报告，商业、能源与工业战略大臣（2021年）。网址: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/ uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/ UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf[9]S. Pfenninger、A. Hawkes、J. Keirstead，《面向二十一世纪能源挑战的能源系统建模》，《可再生与可持续能源评论》33（2014）74–86。doi:10.1016/j.rser.2014.02.003。网址: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003[10] M. Fodstad、P. Crespo del Granado、L. Hellemo、B. R. Knudsen、P. Pisciella、A. Silvast、C. Bordin、S. Schmidt、J. Straus，《能源系统建模的新前沿：挑战与最新进展综述》，《可再生与可持续能源评论》160（2月）（2022年）112246。doi: 10.1016/j.rser.2022.112246。网址: https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112246

[11] K. Sakellaris、J. Canton、E. Zafeiratou、L. Fourni´e，《METIS——支持透明政策制定的能源建模工具》，《能源战略评论》。

22（2017年7月）（2018年）127–135。doi:10.1016/j.esr.2018.08.013。网址：https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.013

[12] I. Arduin、C. Andrey、T. Bossmann，2050年欧盟需要哪些能源基础设施来支持 1.5 °C 情景？未发表的预印本（2022年），第 1–13 页。

[13] PyPSA-Eur-Sec：欧洲能源系统的部门耦合开放式优化模型。网址：https://pypsa-eur-sec.readthedocs.io/en/latest/

[14] J. H¨orsch、F. Hofmann、D. Schlachtberger、T. Brown，PyPSA-Eur：欧洲输电系统的开放式优化模型，《能源战略评论》22（9月）（2018年），207–215。arXiv:1806.01613，doi：10.1016/j.esr.2018.08.012。网址：https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.012

[15] J. H¨orsch、H. Ronellenfitsch、D. Witthaut、T. Brown，《使用环流的线性最优电力潮流》，《电力系统研究》158（2018年）126–135。arXiv：1704.01881，doi:10.1016/j.epsr.2017.12.034。网址：http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2017.12.034

[16] EUTurbines——欧洲燃气与蒸汽轮机制造商协会，《基于涡轮机的电厂氢能就绪性的共同定义》（2021年）。网址：https://www.euturbines.eu/h2-ready/h2-ready-definition/

[17] M. Victoria、E. Zeyen、T. Brown，《欧洲实现不同气候目标所需的技术转型速度》，未发表预印本。arXiv：2109.09563。网址：http://arxiv.org/abs/2109.09563

[18] E3 Modelling，PRIMES2018.pdf（2018年）。网址：https://e3modelling.com/modelling-tools/primes/

[19] D. Husarek、J. Schmugge、S. Niessen，《德国多模式能源系统脱碳的氢气供应链情景》，《国际氢能杂志》46（76）（2021年）38008–38025。doi:10.1016/j.ijhydene.2021.09.041。网址：https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.041

[20] H. C. Gils、H. Gardian、J. Schmugge，氢气基础设施与其他部门耦合方案的相互作用：迈向德国零排放能源系统，《可再生能源》180（2021年）140–156。doi:10.1016/j. renene.2021.08.016。URL https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.016

[21] Y. Zhang、Y. Hu、J. Ma、Z. Bie，安全约束下天然气与电力输电系统协同优化扩展规划的混合整数线性规划方法，《IEEE电力系统汇刊》33（6）（2018年）6368–6378。doi:10.1109/TPWRS.2018.2832192。

[22] C. M. Correa-Posada、P. Sanchez-Martin，短期运行中用于能源充足性评估的电力与天然气综合模型，《IEEE电力系统汇刊》30（6）（2015年）3347–3355。doi:10.1109/TPWRS.2014.2372013。

[23] Q. Zeng、B. Zhang、J. Fang、Z. Chen，集成燃气与电力系统多阶段协同扩展规划的双层规划，《Applied Energy》200（2017）192–203。doi:10.1016/j.apenergy.2017.05.022。

[24] Y. Tao、J. Qiu、S. Lai、J. Zhao、Y. Xue，面向碳排放的电力网络规划与转型，《IEEE Trans. Power Syst.》36（2）（2021）1034–1048。doi:10.1109/TPWRS.2020.3016668。

[25] J. Qiu、Z. Y. Dong、J. H. Zhao、K. Meng、Y. Zheng、D. J. Hill，《面向低碳的燃气与电力综合系统扩展规划》，IEEE《电力系统汇刊》30（2）（2015）1035–1046。doi:10.1109/TPWRS.2014. 2369011。

[26] S. Boyd、L. Vanderberghe，《凸优化问题》，载于：《凸优化：信号处理与通信》，第7版，CRC Press，Taylor & Francis Group，6000 Broken Sound Parkway NW，Suite 300，Boca Raton，FL 33487-2742，2017，第135–186页。doi:10.1201/9781315366920-5。网址：https://web.stanford.edu/$\sim$boyd/cvxbook/

[27] T. Klatzer, U. Bachhiesl, S. Wogrin，综合电力、天然气和氢气系统的先进扩展规划，《国际氢能杂志》47 (47) (2022年) 20585–20603。doi:10.1016/j.ijhydene.2022.04. 293。URL https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.293

[28] E. F. Bødal, D. Mallapragada, A. Botterud, M. Korp˚as，电力与氢气生产联合规划带来的脱碳协同效益：德克萨斯州案例研究，《国际氢能杂志》45 (58) (2020年) 32899–32915。doi:10.1016/j.ijhydene.2020.09.127。URL https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.127

[29] G.He、D.S. Mallapragada、A. Bose、C.F. Heuberger、E. Gencer，《采用灵活输送与储存调度的氢气供应链规划》，IEEE《可持续能源汇刊》12 (3) (2021年) 1730–1740。doi:10.1109/TSTE.2021.3064015。

[30] J. Li、J. Lin、H. Zhang、Y. Song、G. Chen、L. Ding、D. Liang，《结合可再生电力网络的氢气供应链中电解槽与季节性储能的最优投资》，IEEE《可持续能源汇刊》11 (3) (2020年) 1773–1784。doi:10.1109/TSTE.2019.2940604。网址：https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2940604

[31]S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl, T. Klatzer, U. Bachhiesl，《LEGO：开源低碳扩展与发电优化模型》，SoftwareX 19（2022年）101141。doi:10.1016/j.softx.2022.101141。URL https://doi.org/10.1016/j.softx.2022.101141

[32]奥地利共和国联邦气候行动、环境、能源、交通、创新与技术部（BMK），《可再生能源扩展法》（Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz）（2021年）。URL https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/I/I_00733/index.shtml[33] G. Cerbe, B. Lendt, 《燃气的特性与交换》，载于：《燃气技术基础》，第8版，Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG，慕尼黑，2016年，第47–106页。URL https://www.hanser-elibrary.com/doi/abs/10.3139/ 9783446449664.002 [34] W. Jia, T. Ding, C. Huang, Z. Wang, Q. Zhou, M. Shahidehpour, 《集成电力-燃气能量流模型的凸优化及其在概率能量流中的应用》，IEEE Trans. Power Syst. 36（2）（2021年）1432–1441。doi:10.1109/TPWRS.2020.3018869。[35] X. Zhang, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, A. Abusorrah, 《多种能源基础设施能源枢纽的最优扩展规划》，IEEE Trans. Smart Grid 6（5）（2015年）2302–2311。doi:10.1109/TSG.2015. 2390640。[36] T. G¨ul, D. Turk, S. Bennett, U. Remme, 《氢气的未来》，技术报告，国际能源署（2019年）。URL https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen. pdf [37] D. A. Tejada-Arango, M. Domeshek, S. Wogrin, E. Centeno, 《用于能源储存投资分析的增强型代表日与系统状态建模》，IEEE Trans. Power Syst. 33（6）（2018年）6534–6544。doi:10.1109/TPWRS.2018.2819578。[38] J. B. Nunes, N. Mahmoudi, T. K. Saha, D. Chattopadhyay, 《昆士兰电力与天然气网络的随机综合规划》，

澳大利亚考虑高比例可再生能源接入，《能源》153 (2018) (2018) 539–553。doi:10.1016/j.energy.2018.03.116。

[39] B. Zhao, A. J. Conejo, R. Sioshansi, 《天然气与电力系统的协调扩展规划》，IEEE Trans. Power Syst. 33 (3) (2018) 3064–3075。doi:10.1109/TPWRS.2017.2759198。[40] T. Klatzer, S. Wogrin, U. Bachhiesl, A. Tomasgard, 《综合能源系统建模中天然气与氢气掺混影响的评估》，载于：未发表预印本，2022年，第5页。

[41]J. Mischner, 《高压天然气管道流体动力学计算》，载于：H. Horlacher, U. Helbig（编），《管道》，Springer Vieweg，柏林、海德堡，2020年，第“流体动力学”章，第1–43页。doi:10.1007/978-3-662-50355-3_103。网址：http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-50355-3_103

[42] C. Ordoudis、P. Pinson、J. M. Morales, 《随机性电力生产商参与的电力与天然气系统一体化市场》，《欧洲运筹学杂志》272（2）（2019年）642–654。arXiv:1805.04414，doi:10.1016/j.ejor. 2018.06.036。网址：https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.06.036

[43]L. Kriechbaum、G. Scheiber、T. Kienberger，基于网格的多能源系统——建模、评估、开源建模框架与挑战，《能源可持续发展与社会》8 (35) (2018) 19。doi:10.1186/s13705-018-0176-x。URL https://energsustainsoc.biomedcentral.com/articles/10.1186/s13705-018-0176-x[44] L. L¨ohr、R. Houben、A. Moser，大型输电系统的电力与气体流量优化，《电力系统研究》189 (August) (2020) 106724。doi:10.1016/j.epsr.2020.106724。URL https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106724

[45] C. M. Correa-Posada、P. S´anchez-Mart´ın，天然气网络优化：分段线性模型的比较，未发表预印本。URL http://www.optimization-online.org/DB_FILE/2014/10/4580. pdf[46] H. D、W. D’haeseleer，市场结构变化背景下利用天然气管道基础设施运输氢气，《国际氢能杂志》32 (10-11) (2007) 1381–1386。doi:10.1016/j.ijhydene.2006.10.018。[47]S. Wogrin、D. Tejada-Arango、S. Delikaraoglou、A. Botterud，评估惯量和无功功率约束对发电扩展规划的影响，《应用能源》280 (June) (2020) 115925。doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115925。URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/ S0306261920313842[48] P. Domschke、B. Hiller、J. Lang、C. Tischendorf，天然气网络建模：综述 (2017)。URL https://opus4.kobv.de/opus4-trr154/frontdoor/index/index/docId/191[49] H. B¨ohm、A. Zauner、D. C. Rosenfeld、R. Tichler，通过规模效应预测未来大型电转气项目的成本发展，《应用能源》264 (March) (2020) 114780。doi:10.1016/j.apenergy. 2020.114780。[50]Z. Fan、E. Ochu、S. Braverman、Y. Lou、G. Smith、A. Bhardwaj、J. Brouwer、C. McCormick、S. Friedmann，《循环碳经济中的绿色氢能：机遇与局限》，技术报告，8月，哥伦比亚大学国际与公共事务学院（SIPA）、全球能源政策中心（2021）。URL https://www.energypolicy.columbia.edu/research/report/green-hydrogen-circular-carbon-economy-opportunities-and-limit

s

[51] E. Taibi, R. Miranda, W. Vanhoudt, T. Winkel, J.-C. Lanoix, F. Barth, 《可再生电力制氢：能源转型中的技术展望》，技术报告，9月，国际可再生能源署（IRENA）（2018年）。网址：
https://www.irena.org/publications/2018/sep/
hydrogen-from-renewable-power

[52] IEAGHG, 《基于蒸汽甲烷重整的独立（商业）制氢工厂配备碳捕集与封存技术的技术经济评估》，技术报告，2月，国际能源署温室气体研发计划（2017年）。网址：https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf

[53] J. Gorre, C. van Leeuwen, F. Ortloff, 《优化后的创新型大规模储能技术与电转气概念》，技术报告（2018年）。网址：
https://ec.europa.eu/research/participants/documents/
downloadPublic?documentIds=080166e5c1ae5cb2&appId=PPGMS

[54]O. Kruck、F. Crotogino、R. Prelicz、T. Rudolph, 《评估欧洲利用地下氢气储存实现可再生电力大规模季节性储存的潜力、参与方及相关商业案例》，《氢气所有已知地下储存技术概述》，技术报告，阿拉贡新型氢能技术发展基金会（2013）。网址：
http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D3.1_
Overview-of-all-known-underground-storage-technologies.pdf

[55] T. Schmidt，氢能技术，Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG，M¨慕尼黑，2020年。网址 https://www.hanser-elibrary.com/doi/book/10.3139/
9783446465992

[56] 欧盟委员会，REPowerEU。

网址 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0108&qid=1654849356673

[57]欧洲能源监管机构委员会 (CEER)，SUMICSID，《天然气输气系统运营商泛欧成本效率基准——附录》，技术报告（2019年）。网址：https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5bb53750-6624-e61d-d742-721bcaed651e

[58] 欧盟委员会，《欧洲电力市场季度报告》，技术报告 1（2022年）。网址：https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/energy_climate_change_environment/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q1_2022.pdf

[59] W. Cole、A. W. Frazier、C. Augustine，《公用事业规模电池储能成本预测：2021年更新》，技术报告，6月（2021年）。网址：https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf

[60]M. Anderl、A. Friedrich、M. Gangl、M. Kriech，《奥地利2022年国家清单报告》，技术报告，联邦气候行动、环境、能源、交通、创新与技术部（2022年）。网址：https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0811.pdf

[61]欧盟委员会，《欧洲议会和理事会关于修订第2003/87/EC号指令（该指令在欧盟内部建立温室气体排放配额交易体系）以及关于建立和运行该体系的第（欧盟）2015/1814号决定的指令提案》（2021年）。网址：https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0551

[62] 欧盟委员会，欧盟委员会授权决定（欧盟）

2019/708号文件，补充第2003/87/EC号指令（欧洲议会和理事会关于确定在2021年至2030年期间被视为面临碳泄漏风险的行业和子行业），《欧盟官方公报》5（2014年10月）（2019年）20–26。网址：https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2019.120.01.0020.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2019% 3A120%3AFULL