

面对极端天气事件的能源枢纽微网两阶段优化运行研究

孙英云, 张亚楠

华北电力大学, 北京

Email: zynmn405@163.com

收稿日期: 2021年2月26日; 录用日期: 2021年4月23日; 发布日期: 2021年4月30日

摘要

近年来, 气候变化导致了越来越多的极端天气事件, 这些自然灾害可能会引起严重的基础设施破坏, 甚至引发大规模停电事故。这促使人们开始综合利用各类能源, 以提高能源系统在应对小概率、大破坏性极端天气事件时的修复力。本文提出了一种应对极端天气事件的能源枢纽微网优化运行模型和一种两阶段优化运行模式。这种运行模式通过对单个能源枢纽及能源枢纽微网内能量的购买、传输和存储进行优化, 并对负荷设置优先级, 能减少两个阶段的总运行成本和负荷削减量, 从而提高微网系统应对极端天气事件的弹性。本文算例在MATLAB R2018a环境下运行, 使用YALMIP工具包和GUROBI求解器进行求解。仿真结果表明, 本文提出的能源枢纽微网模型和两阶段运行模式, 可以大大提升能源系统的稳定性和弹性, 增强其抵御极端天气事件的能力。

关键词

能源枢纽, 能源枢纽微网, 多能源系统, 冷热电联产, 弹性, 运行优化

Research on Two-Stage Optimization Operation of Micro Grid of Energy Hub Facing Extreme Weather Events

Yingyun Sun, Yanan Zhang

North China Electric Power University, Beijing

Email: zynmn405@163.com

Received: Feb. 26th, 2021; accepted: Apr. 23rd, 2021; published: Apr. 30th, 2021

文章引用: 孙英云, 张亚楠. 面对极端天气事件的能源枢纽微网两阶段优化运行研究[J]. 电力与能源进展, 2021, 9(2): 85-100. DOI: 10.12677/aepe.2021.92010

Abstract

Climate change has led to an increasing number of extreme weather events in recent years. These natural disasters can cause serious infrastructure damages and even trigger massive power outages. This situation has led to a combination of energy sources to improve the resilience of the energy system in the face of low probability, highly destructive extreme weather events. This paper proposes an optimal operation model and a two-stage optimal operation model for energy hub microgrid to cope with extreme weather events. This operation mode improves the resilience of the microgrid system to extreme weather events by optimizing the purchase, transmission, and storage of energy both within a single energy hub and a energy hub microgrid. By setting the load priority, total operating cost and load cutting value can be effectively reduced. Case studies are run in Matlab R2018a environment and solved by YALMIP toolbox and GUROBI solver. The simulation results show that the proposed microgrid model and the two-stage optimal operation mode can greatly improve the stability and resilience of the energy system, and enhance its ability to resist extreme weather events.

Keywords

Energy Hub, Micro Grid of Energy Hub, Multi-Energy System, Combined Cool, Heat and Power, Resilience, Optimal Operation

Copyright © 2021 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

受极端天气事件的影响,近年来配电网大范围的停电事故不断增加,弹性这个概念逐渐被引进,成为了配电网和其它能源网络的关键特性之一。由气候变化引起的、频繁的极端天气事件使能源供应的重要性急剧上升,能够防御自然灾害、减小事故影响的弹性能源系统引起了人们的重视[1] [2]。例如,在2008年,一场巨大的冰暴严重破坏了中国南方的电网,数百万人遭受了为期一周的大停电事故[3] [4]。

一般来说,在大多数国家和地区,不同类型的能源都是独立规划的。随着负荷压力的增大和外界条件的恶化,能源之间的供需不平衡和利用效率不高的问题逐渐暴露了出来。能源短缺和环境问题带来的巨大压力,迫使人们考虑综合利用各种形式的能源,如电力、天然气、热能等[5] [6] [7],而这些能源之间的相互转化是构建多能源系统的重要基础[8] [9] [10] [11]。

美国能源部(DOE)于2001年提出了综合能源系统发展计划[9]。瑞士于2003年启动了“未来能源网络展望”研究项目[10],G. Anderson在2007年的该项目会议中首次提出了能源枢纽(Energy Hub, EH)的概念[11]。2008年,能源互联网的概念被首次提出[12],其在促进不同能源载体的合作中起到越来越大的作用[13] [14] [15]。

现有的关于综合能源利用的研究,大多是在正常运行条件下,利用能源枢纽来提高能源的综合利用效率,改善供需相互作用。但很少有涉及到在应对极端天气事件时,使用能源枢纽来提高多能源系统的弹性。

本文建立的能源枢纽微网两阶段优化运行模型,适用于输电、输气设备可能因极端天气事件而发生故障的多能源系统。该运行模型分为两个阶段,第1阶段是潜在灾害发生前一天的系统运行优化,第2

阶段是潜在灾害发生当天的系统运行优化模型。在第 2 阶段, 系统所处环境可能发生不同程度的极端天气事件, 它们会以不同的概率影响电能和天然气的传输, 从而导致不同程度的设备损坏和负荷削减。因此, 在模型的第 2 阶段设置了多种可能的极端事件场景, 它们所引导的目标期望值将影响第 1 阶段的决策, 而第 1 阶段的决策也会直接影响第二阶段的初始状态。该模型的目标为, 在面对可能的极端天气事件时, 最小化能源枢纽微网系统的总运行成本和负荷削减成本。

本文剩余部分如下所述。第二部分介绍了能源枢纽和能源枢纽微网的基本概念与结构。第三部分分别描述了单一能源枢纽和能源枢纽微网的两阶段优化运行模型。第四部分展示了三个相关的算例研究, 对不同的优化运行模式进行了比较。第五部分给出了最终结论和未来展望。

2. 能源枢纽微网两阶段优化运行模型

2.1. 能源枢纽的基本结构

能量枢纽是一种通过能量转换、分配和存储设备系统地容纳各类能量的模型。无论多能源系统中的电、气、热能的耦合关系如何, 其输入的各类能量最终都能输出为其他形式的能量, 且输出端的能量比由用户侧的负荷需求来确定。

本文所研究的单个能源枢纽结构如图 1 所示。在该模型中, 输入能源包括来自配电网(Power Distribution System, PDS)的电能 E_{in} , 和来自天然气配气系统(Gas Distribution System, GDS)的天然气 G_{in} , 它们的数值分别用 X_0 和 Y_0 表示。当用户侧负荷过剩时, 电能可被反馈回到主网络, 此时 X_0 值为负。

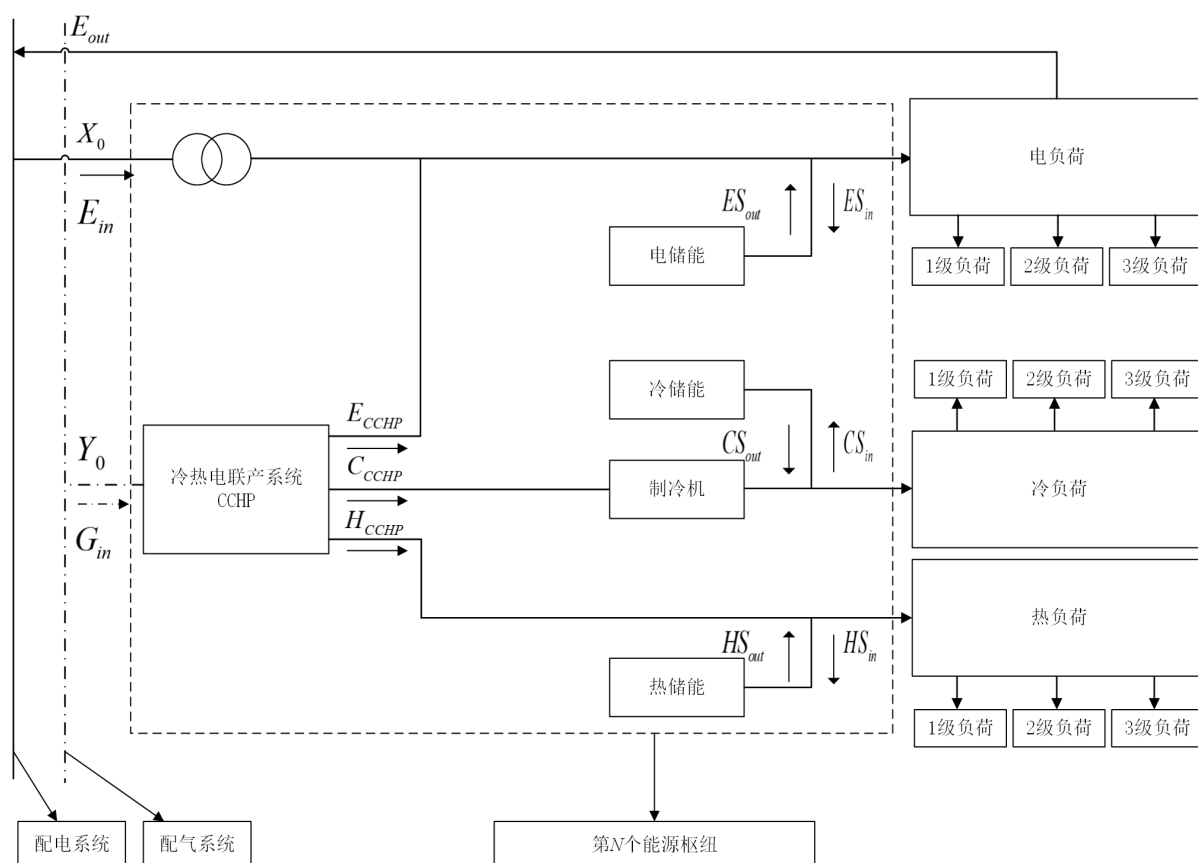


Figure 1. Basic structure of energy hub
图 1. 能源枢纽的结构模型

$$X_0 = \begin{bmatrix} X_{01} \\ X_{02} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_1^1 & \cdots & X_k^g & \cdots & X_{24}^1 \\ X_1^2 & \cdots & X_k^g & \cdots & X_{24}^2 \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$Y_0 = \begin{bmatrix} Y_{01} \\ Y_{02} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1^1 & \cdots & Y_k^g & \cdots & Y_{24}^1 \\ Y_1^2 & \cdots & Y_k^g & \cdots & Y_{24}^2 \end{bmatrix} \quad (2)$$

X_0 和 Y_0 都包含两部分, 分别为 X_{01} 、 X_{02} 和 Y_{01} 、 Y_{02} , 它们分别代表第一阶段和第二阶段的电能和天然气购买量, 如式(1)~(2)所示。

能源枢纽主要由能源转换设备和能源转移设备组成。其中, 能源转换设备主要指冷热电联产装置, 能源转移设备包括电力变压器、制冷机和储能系统等。

2.1.1. 冷热电联产装置(Combined Cool, Heat and Power, CCHP)

能源枢纽中最关键的组件, 就是冷热电联产装置 CCHP。它来源于能源阶梯利用的概念, 使制热、制冷和发电这三个过程实现了一体化, 一方面提高了能源的利用效率, 另一方面减小了温室气体和有害气体的排放。CCHP 相当于电力系统中的分布式发电机, 同时对于配电网来说, 它又属于负载的一种。

其能量关系如图 2 所示。

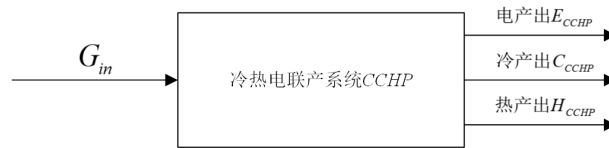


Figure 2. Basic structure of combined cool, heat and power (CCHP)

图 2. 冷热电联产系统基本结构

如图 2 所示, CCHP 的天然气输入为 G_{in} , 其数值可表示为 Y_0 。CCHP 的电、冷、热输出分别表示为 E_{CCHP} , C_{CCHP} 和 H_{CCHP} 。公式(3)表示, 基于能量系数和传输效率系数, CCHP 的不同输出值之间的关系。从公式中可以看出, 电产出和冷、热产出相互制约, CCHP 的发电量随着热输出的变化而变化。

$$\frac{E_{CCHP}}{\eta_{CCHP_E}} = \frac{\frac{H_{CCHP}}{\delta_{heat}} + \frac{C_{CCHP}}{\delta_{cool}}}{\eta_{CCHP_T}} \quad (3)$$

其中, η_{CCHP_T} 指的是 CCHP 的热传输效率, 即其中的燃气轮机对余热的利用效率。 η_{CCHP_E} 指的是 CCHP 的电传输效率, 即其中汽轮机的气转电效率。 δ_{cool} 指的是 CCHP 的冷系数, δ_{heat} 指的是 CCHP 的热系数, 即其中燃气轮机的热转热效率。

$$\frac{H_{CCHP}}{\delta_{heat}} + \frac{C_{CCHP}}{\delta_{cool}} = Y_0 * CV * \eta_{CCHP_T} \quad (4)$$

$$E_{CCHP} = Y_0 * CV * \eta_{CCHP_E} \quad (5)$$

$$\eta_{CCHP_T} = 1 - \eta_{CCHP_E} - \eta_{loss} \quad (6)$$

公式(4)表示输出的热能、冷能与输入的天然气能之间的关系, 公式(5)表示输出的电能与输入的天然气能之间的关系, 公式(6)表示各系数之间的数值关系。其中, CV 指的是天然气热值, η_{loss} 指的是 CCHP 的热损失系数。

$$C_{CCHP_T} \geq \Gamma_{CCHP} \geq 0 \quad (7)$$

公式(7)表示的是 CCHP 的产能限制。其中, C_{CCHP} 表示 CCHP 中电、冷、热的产出上限, $\Gamma = \{E, C, H\}$, 为电、冷、热能量的集合。

2.1.2. 储能系统(Energy Storage System, ESS)

储能系统为系统的调峰填谷起着重要作用。当主网络能量供给不足时, 储能可被视作能源供应商, 而当能源供给充足时, 储能负载的一种, 用于存储冗余的能量。

如图 3 所示, ES_{out} 、 CS_{out} 和 HS_{out} 分别表示释放的电、冷、热能, ES_{in} 、 CS_{in} 和 HS_{in} 分别表示储存的电、冷、热能。在同一时段, 根据负荷使用的实际情况, 系统可选择在这一时段进行储能或放能的操作。

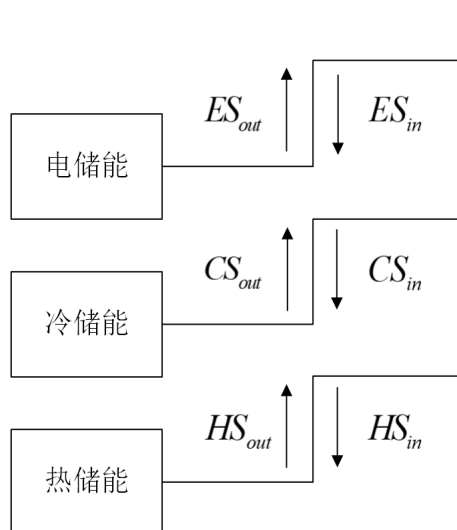


Figure 3. Basic structure of energy storage system

图 3. 储能系统基本结构

储能能量关系的详细数学表达式如下:

$$\Gamma_{S,s,k+1} = \Gamma_{S,s,k} * (1 - \mu_{\Gamma,IN}) + \Gamma_{IN,s,k+1} * \eta_{\Gamma,IN} - \frac{\Gamma_{OUT,s,k+1}}{\eta_{\Gamma,OUT}} \quad (8)$$

$$0 \leq \Gamma_{IN,s,k} * \eta_{\Gamma,IN} \leq \Gamma_S^{\max} * z_{s\gamma,s} \quad (9)$$

$$0 \leq \frac{\Gamma_{OUT,s,k}}{\eta_{\Gamma,OUT}} \leq \Gamma_S^{\max} * (1 - z_{s\gamma,s}) \quad (10)$$

$$0 \leq \Gamma_{S,s,k} \leq \Gamma_{S1}^{\max} \quad (11)$$

其中, $\gamma = \{e, c, h\}$, 即电、冷、热三种能量的集合。 $\Gamma_{S,s,k}$ 表示在场景 s , 时刻 k 时的储能电池状态量, $\Gamma_{IN,s,k+1}$ 表示在场景 s , 时刻 $k+1$ 时的存储的能量, $\Gamma_{OUT,s,k+1}$ 表示在场景 s , 时刻 $k+1$ 时释放的能量。 $\mu_{\Gamma,IN}$ 表示储能的自损耗率, $\eta_{\Gamma,IN}$ 和 $\eta_{\Gamma,OUT}$ 分别表示储能的充电和放电效率。 Γ_S^{\max} 表示储能设备单次充放能的容量, Γ_{S1}^{\max} 表示储能的总容量。 $z_{s\gamma,s}$ 表示在场景 s 下储能的充放电状态, 充电状态下其值为 1, 放电状态下其值为 0。

式(8)表示储能系统在各个时刻状态量的变化关系, 某一时刻的储能状态量由前一时刻的储能状态量、储能量和放能量决定, 并且受到储能自损耗率、充放电效率系数的影响。式(9)和(10)表示储能单次传输的能量受到单次充放能容量的约束。式(11)表示储能状态量受到总容量约束。

2.1.3. 负荷模型

如图 4 所示, 为了最大限度地满足负荷需求, 保证重要负荷的正常供应, 本文将负荷按其重要性分为 3 个优先级。1 级负荷是指最重要的负荷, 2 级负荷和 3 级负荷的重要性依次递减, 是在极端情况下可以被切断用以应急的负荷。

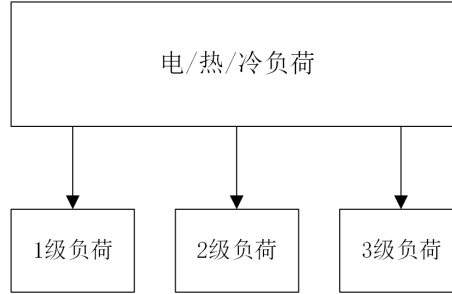


Figure 4. Basic structure of load
图 4. 负荷基本结构

式(12)~(14)分别表示系统各阶段各时刻的负荷总量。

$$D^\Gamma = \sum_{j=1}^3 D_j^\gamma \quad (12)$$

$$D^\Gamma = \begin{bmatrix} D_{1,1}^\Gamma & D_{1,2}^\Gamma & \cdots & D_{1,k}^\Gamma & \cdots & D_{1,24}^\Gamma \\ D_{2,1}^\Gamma & D_{2,2}^\Gamma & \cdots & D_{2,k}^\Gamma & \cdots & D_{2,24}^\Gamma \end{bmatrix} \quad (13)$$

$$D_j^\gamma = \begin{bmatrix} D_{j,1,1}^\gamma & D_{j,1,2}^\gamma & \cdots & D_{j,1,k}^\gamma & \cdots & D_{j,1,24}^\gamma \\ D_{j,2,1}^\gamma & D_{j,2,2}^\gamma & \cdots & D_{j,2,k}^\gamma & \cdots & D_{j,2,24}^\gamma \end{bmatrix} \quad (14)$$

其中, j 的值表示负荷级数。 $D_{1,k}^\Gamma$ 代表第 1 阶段时刻 k 下的负荷值, $D_{2,k}^\Gamma$ 代表第 2 阶段时刻 k 下的负荷值。 $D_{j,1,k}^\gamma$ 代表第 1 阶段时刻 k 下 j 级负荷的实际负荷值, $D_{j,2,k}^\gamma$ 代表第 2 阶段时刻 k 下 j 级负荷的实际负荷值。

$$L_{\gamma,s,2}^\lambda = \sum_{j=1}^3 \sum_{k=1}^{24} (\omega_j^\lambda * l_{\gamma,j,s,2,k}^\lambda) \quad (15)$$

$$l_{\gamma,j,s,2,k}^\lambda \leq D_{j,2,k}^\gamma \quad (16)$$

式(15)将实际切负荷量通过负荷权重换算成了经济损失, 式(16)表示各级负荷的实际切除量受限于各级负荷总量。

其中, $L_{\gamma,s,2}^\lambda$ 表示第 2 阶段时刻 k 下 γ 类能量的负荷削减损失量。 ω_j 表示 j 级负荷的权重值, $\omega = \{a, b, c\}$, a_j, b_j, c_j 分别代表电、冷、热 3 类能量的 j 级负荷权重。 $l_{\gamma,j,s,2,k}^\lambda$ 表示时刻 k 下 γ 类能量 j 级负荷的实际削减量。

ω_j 是用于估算负荷削减所造成的惩罚成本的重要系数, 负荷等级越高(即 j 的值越小), 该系数的值就越大。由于第 1 阶段的能源供应充足, 因此负荷削减只在第 2 阶段进行。负荷削减在一定程度上可以提高极端天气下多能系统的弹性和稳定性。

2.2. 能源枢纽微网的基本结构

由 3 个能源枢纽构成的能源枢纽微网结构如图 5 所示。

其中, 虚线代表天然气输送管道, 实线为输电管道, 点点划线代表热能传输管道, 双箭头线代表冷能传输管道, 它们表示不同能源枢纽之间的能量交换。每个能源枢纽都与配电网和配气网相连, 并直接从主网购买相应能源。

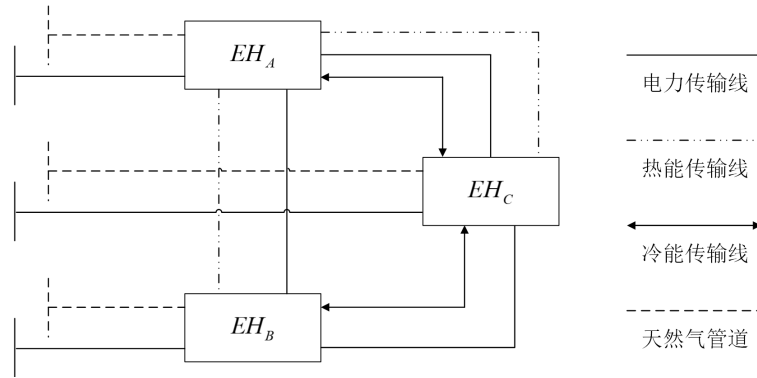


Figure 5. Basic structure of micro grid of energy hub
图 5. 能源枢纽微网结构示意图

2.3. 能源枢纽微网两阶段优化运行模型

2.3.1. 目标函数

能源枢纽微网实际上是由多个能源枢纽构成的简单网络结构, 针对能源枢纽系统的两阶段优化运行目标, 本文考虑了 3 个部分, 即第 1 阶段和第 2 阶段的运行成本和第 2 阶段的负荷削减惩罚成本。其目标函数的数学表达式如式(17)所示。

Ω 表示微网中所有 EH 的集合。在这个模型中, 我们将能源枢纽用 A、B、C 进行编号, 即 $\Omega = \{A, B, C\}$ 。

$$f = \min \sum_{\lambda \in \Omega} f_{\lambda} = \min \sum_{\lambda \in \Omega} \left\{ W_{ope,1}^{\lambda} + E \left(W_{cur,2}^{\lambda} + W_{ope,2}^{\lambda} \right) \right\} \quad (17)$$

其中, λ 代表不同能源枢纽的编号。 $W_{ope,1}^{\lambda}$ 表示第 1 阶段的系统运行成本, 即扣除向主电网返电收入后的能源购买净成本。 $W_{ope,2}^{\lambda}$ 和 $W_{cur,2}^{\lambda}$ 分别表示第 2 阶段的系统运行成本和负荷削减成本, 其中负荷削减成本是根据负荷重要性乘数和负荷削减乘数确定的。 $E(\cdot)$ 则代表不同极端天气事件场景下第 2 阶段系统总成本的期望值。

在目标函数(17)中, 各项指标的具体构成由式(18)~(20)确定。

$$W_{ope,1}^{\lambda} = \max(X_{01}^{\lambda}, 0) * W_1 + \min(X_{01}^{\lambda}, 0) * Q_1 + Y_{01}^{\lambda} * V_1 \quad (18)$$

$$W_{ope,2}^{\lambda} = \sum_{p_{\lambda,s} \in P_{\lambda}} \left(\max(X_{02,s}^{\lambda}, 0) * W_2 * p_{\lambda,s} + \min(X_{02,s}^{\lambda}, 0) * Q_2 * p_{\lambda,s} + Y_{02,s}^{\lambda} * V_2 * p_{\lambda,s} \right) \quad (19)$$

$$W_{cur,2}^{\lambda} = \sum_{s \in S} \left(\eta_1 * L_{e,s,2}^{\lambda} + \eta_2 * L_{c,s,2}^{\lambda} + \eta_3 * L_{h,s,2}^{\lambda} \right) \quad (20)$$

其中, s 代表极端天气事件的场景编号。 η 表示负荷重要性乘数, 且有 $\eta = \{\eta_1, \eta_2, \eta_3\}$, 其分别对应电、冷、热三类能源。 $p_{\lambda,s}$ 表示在 EH_{λ} 范围内场景 s 发生的概率, 且有 $P_{\lambda} = [p_{\lambda,1} \ \dots \ p_{\lambda,s} \ \dots \ p_{\lambda,S}]$, S 为总场景数。

W_1 、 W_2 表示第 1 和第 2 阶段的购电单价, Q_1 、 Q_2 表示第 1 和第 2 阶段的售电单价, V_1 、 V_2 表示第 1 和第 2 阶段的购气单价, 它们均为向量, 具体表达式如式(21)~(23)所示。

$$W_1 = [w_1^1 \ \dots \ w_k^1 \ \dots \ w_{24}^1], \quad W_2 = [w_1^2 \ \dots \ w_k^2 \ \dots \ w_{24}^2] \quad (21)$$

$$Q_1 = [q_1^1 \ \dots \ q_k^1 \ \dots \ q_{24}^1], \quad Q_2 = [q_1^2 \ \dots \ q_k^2 \ \dots \ q_{24}^2] \quad (22)$$

$$V_1 = [v_1^1 \ \dots \ v_k^1 \ \dots \ v_{24}^1], \quad V_2 = [v_1^2 \ \dots \ v_k^2 \ \dots \ v_{24}^2] \quad (23)$$

式(20)中的 $L_{e,s,2}^{\lambda}$ 、 $L_{c,s,2}^{\lambda}$ 和 $L_{h,s,2}^{\lambda}$ 分别表示在负荷分级后经过加权处理的电、冷、热负荷值, 具体表示为式(24)~(26)所示。

$$L_{e,s,2}^\lambda = \sum_{j=1}^3 \sum_{k=1}^{24} (a_{\lambda,j} * I_{ej,s,2,k}^\lambda) \quad (24)$$

$$L_{c,s,2}^\lambda = \sum_{j=1}^3 \sum_{k=1}^{24} (b_{\lambda,j} * I_{cj,s,2,k}^\lambda) \quad (25)$$

$$L_{h,s,2}^\lambda = \sum_{j=1}^3 \sum_{k=1}^{24} (c_{\lambda,j} * I_{hj,s,2,k}^\lambda) \quad (26)$$

其中, $I_{ej,s,2,k}^\lambda$ 、 $I_{cj,s,2,k}^\lambda$ 和 $I_{hj,s,2,k}^\lambda$ 表示在场景 s 、时刻 k 下, 第 2 阶段的 j 级负荷实际值。

$a_{\lambda,j}$ 、 $b_{\lambda,j}$ 和 $c_{\lambda,j}$ 则分别表示不同等级负荷的削减惩罚系数, j 代表负荷级数, 且有 $\{1,2,3\} \in j$, 其值越小, 代表负荷关键度越高, 其削减成本越高。

2.3.2. 约束条件

式(27)~(31)为考虑了不同 EH 之间能量互补的能源枢纽微网内部的能量平衡约束。式(32)为 $CCHP$ 内部的热、电传输效率 η_{CCHP}^T 、 η_{CCHP}^E 和热损失系数 η_{loss} 之间的关系。式(33)~(38)为各设备的容量限制。式(39)代表负荷限制。在所有约束条件中, 对于任意 k , 都有 $k \in [1,2,\dots,24]$ 。

$$X_{s,k}^{g,\lambda} + Y_{s,k}^{g,\lambda} * CV * \eta_{CCHP}^E = \sum_{j=1}^3 (D_{j,g,k}^{E,\lambda} - \varepsilon_g * I_{ej,s,2,k}^\lambda) + E_{g,s,k}^{IN,\lambda} * \eta_{E,IN} - \frac{E_{g,s,k}^{OUT,\lambda}}{\eta_{E,OUT}} + \sum_{l,r \in \Omega} TE_{lr} \quad (27)$$

$$Y_{s,k}^{g,\lambda} * CV * \eta_{CCHP}^T = \frac{C_{CCHP,g,s,k}^\lambda}{\delta_{cool}} + \frac{H_{CCHP,g,s,k}^\lambda}{\delta_{heat}} \quad (28)$$

$$C_{CCHP,g,s,k}^\lambda * \eta_C + \frac{C_{g,s,k}^{OUT,\lambda}}{\eta_{C,OUT}} - C_{g,s,k}^{IN,\lambda} * \eta_{C,IN} = \sum_{j=1}^3 (D_{j,g,k}^{C,\lambda} - \varepsilon_g * I_{cj,g,s,k}^\lambda) \quad (29)$$

$$H_{CCHP,g,s,k}^\lambda + \frac{H_{g,s,k}^{OUT,\lambda}}{\eta_{H,OUT}} - H_{g,s,k}^{IN,\lambda} * \eta_{H,IN} = \sum_{j=1}^3 (D_{j,g,k}^{H,\lambda} - \varepsilon_g * I_{hj,g,s,k}^\lambda) \quad (30)$$

$$E_{CCHP,g,s,k}^\lambda = Y_{s,k}^{g,\lambda} * CV * \eta_{CCHP}^T * \frac{\eta_{CCHP}^E}{\eta_{CCHP}^T} \quad (31)$$

$$\eta_{CCHP}^T = 1 - \eta_{CCHP}^E - \eta_{loss} \quad (32)$$

$$X_{s,k}^g \leq C_T, X_{s,k}^1 \leq C_l, Y_{s,k}^1 \leq C_p \quad (33)$$

$$X_{s,k}^2 \leq C_l * S_{Ek,s}, 0 \leq Y_{s,k}^2 \leq C_p * S_{Gk,s} \quad (34)$$

$$0 \leq \Gamma_{g,s,k}^{IN} * \eta_{\Gamma,IN} \leq \Gamma_{S,\lambda}^{\max} * z_{\gamma,s,k} \quad (35)$$

$$0 \leq \frac{\Gamma_{g,s,k}^{OUT}}{\eta_{\Gamma,OUT}} \leq \Gamma_S^{\max} (1 - z_{\gamma,s,k}) \quad (36)$$

$$0 \leq \Gamma_{g,s,k}^S \leq \Gamma_{S1}^{\max} \quad (37)$$

$$0 \leq \Gamma_{CCHP,g,s,k} \leq C_{CCHP}^\Gamma \quad (38)$$

$$I_{\gamma j,g,s,k} \leq D_{j,g,k}^\Gamma \quad (39)$$

$$-C_{TL\gamma,lr} \leq T\Gamma_{lr} \leq C_{TL\gamma,lr} \quad (40)$$

在上述约束条件中, 式(27)表示电功率平衡关系, 式(28)表示热功率平衡关系。其中 $X_{s,k}^g$ 和 $Y_{s,k}^g$ 表示场景 s 下, 第 g 阶段 k 时刻的电能和天然气输入值, 当系统处于第 1 阶段, 即 $g=1$ 时, $\varepsilon_g=0$, 表示当前不存在负荷削减操作; 而当系统处于第 2 阶段, 即 $g=2$ 时, $\varepsilon_g=1$ 。式(29)~(31)则表示冷热电联产各类能量的功率平衡关系。

式(32)~(33)表示从主网采购的电能和天然气受到一定限制。其中, C_T 、 C_l 、 C_p 分别表示变压器容

量、输变电线路容量和天然气管道容量。式(34)中的 $S_{Ek,s}$ 和 $S_{Gk,s}$ 表示, 输电线路和输气管道的容量因可能的极端天气事件而发生变化的系数。它们的值在 0 到 1 之间变化, 而在极端情况下时, $S_{Ek,s} = 0$ 或 $S_{Gk,s} = 0$ 代表线路完全中断, $S_{Ek,s} = 1$ 或 $S_{Gk,s} = 1$ 代表线路正常运行。

式(35)~(37)为储能约束。其中 Γ_s^{\max} 表示在单位时间内的储能充放电电量上限, Γ_{s1}^{\max} 表示储能的总容量上限。 $z_{\gamma,s,k}$ 表示储能时刻 k 、场景 s 下的充放电状态, 当其值为 1 表示储能, 为 0 则表示放能。式(38)为 CCHP 输出能量的容量限制, 式(39)表示负荷削减量不大于实际总负荷量, 式(40)表示每个 EH 之间的能量互补受到传输管道和线路容量限制。

3. 算例分析

3.1. 基本参数设置

优化运行两阶段的各能量负荷曲线如图 6 所示, 价格曲线如图 7 所示。天然气的购买价格为 2 元/千瓦时(已通过天然气热值 CV 将天然气的体积单位 m^3 转换为 $kw \cdot h$)。售电价格为 0.2 元/千瓦时, 购电价格遵循峰谷电价原则, 最高时为 1.5 元/千瓦时。表 1 为冷热电联产和储能系统内部的基本参数, 每个能源枢纽内部的基本参数在此不一一例举。本文算例在 MATLAB 中使用 GUROBI 求解器和 YALMIP 工具箱进行求解。

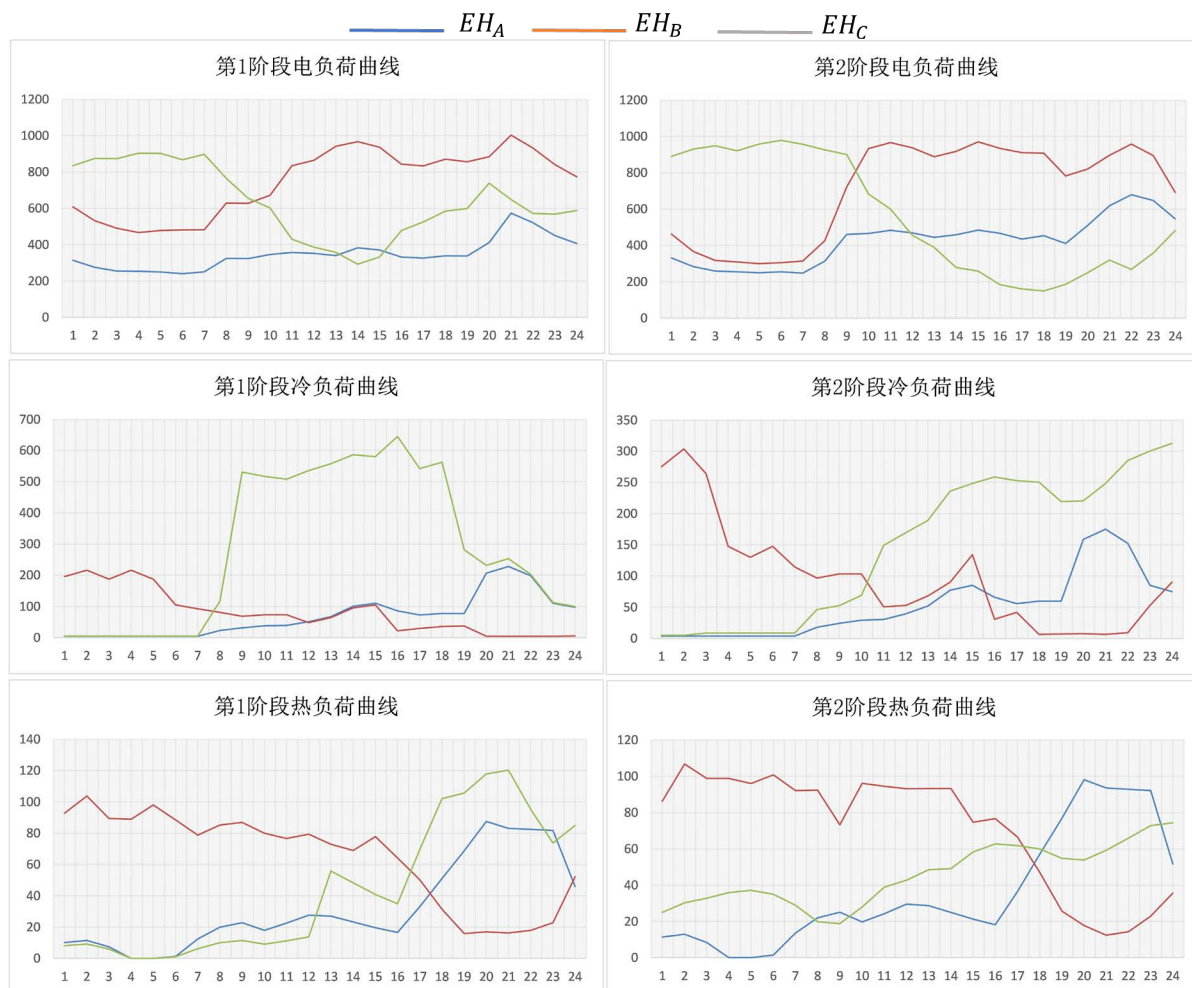


Figure 6. Load curve of energy hub

图 6. 能源枢纽负载曲线

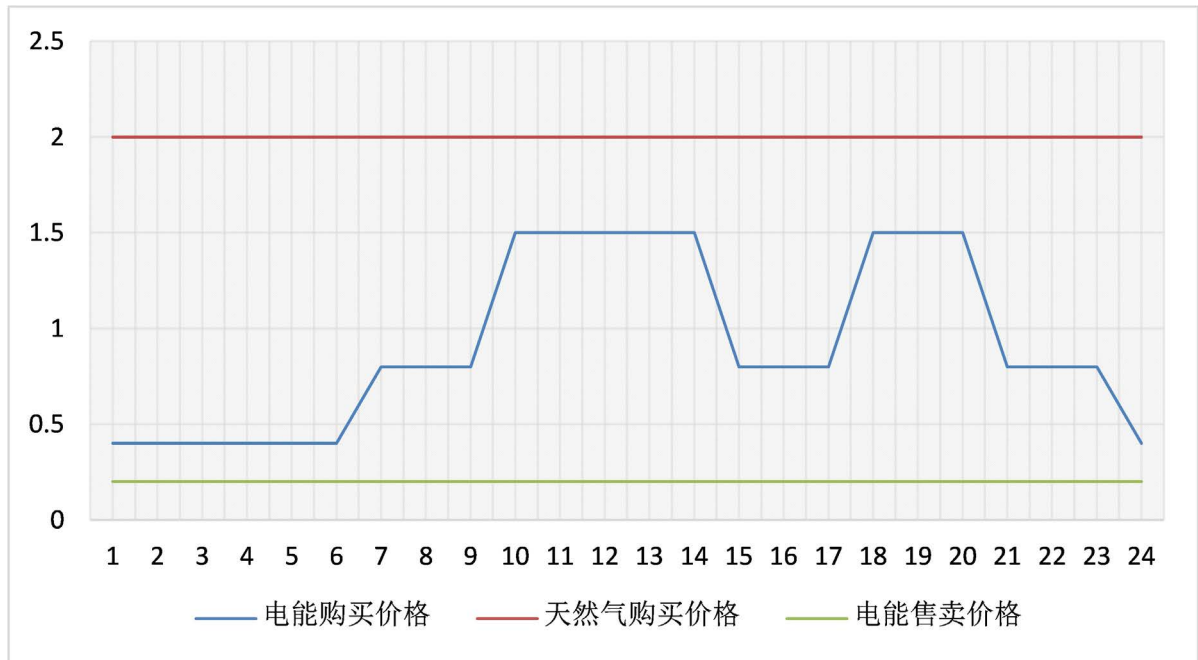


Figure 7. Energy transaction price
图 7. 能源交易价格

Table 1. Basic parameters of CCHP and ESS
表 1. 冷热电联产和储能系统的基本参数

η_{CCHP_e}	η_{CCHP_h}	η_{IN}^E	η_{OUT}^E	
0.4	0.55	0.9	0.9	
μ_{IN}^E	η_c	δ_{heat}	δ_{cool}	η_{loss}
0.05	0.85	0.8	1.2	0.05

3.2. 负荷分级策略优势的算例验证

负荷经过分级后, 每个等级的负荷都对应着一个重要性乘数, 它可以反映该部分负荷削减对目标函数的影响力大小, 乘数越大, 说明该部分负荷削减的影响力越大。负荷重要性乘数的值从个位数到两位数不等, 具体数值与负荷削减对系统造成的经济损失有关。

如果不考虑负荷分级, 那么当极端天气事件发生时, 负荷将被随机切断, 并有可能切除重要的负荷, 这将对负载和系统的稳定性造成很大的威胁。而若在极端天气事件发生前后对负荷进行分级, 系统将首先移除相对次要的 3 级负荷, 维持最重要的 1 级负荷正常运行, 并最大限度地保留 2 级负荷的运行。

图 8 展示了未考虑负荷分级和考虑了负荷分级的优化运行结果对比。 C_{cut} 表示总负荷削减惩罚成本, C_{cut_c} 、 C_{cut_h} 、 C_{cut_e} 分别表示冷、热、电负荷的削减惩罚成本。该算例验证了在单个能源枢纽中设置采用负荷分级策略的好处。

从图 8 中可以清楚看到, 对单个能源枢纽采取负荷分级策略后, 总负荷削减惩罚成本由 12,505 元减至 11,483 元, 减少了 8.2%。表 2 和表 3 则列出了更详细的结果。

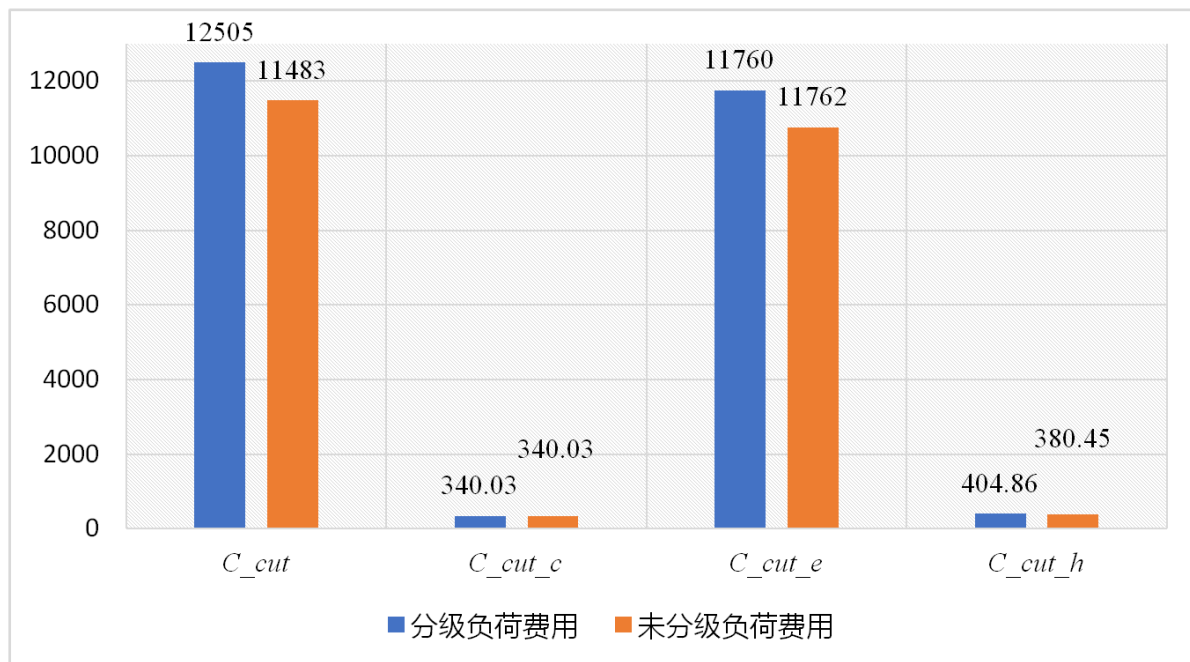


Figure 8. Load cutting penalizes cost comparisons

图 8. 负荷削减惩罚费用比较

Table 2. Ratio of electrical load cutting in EH_A (regardless of load priority setting)

表 2. EH_A 中电负荷削减的比例(不考虑负荷分级)

负荷级别	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4	场景 5
1	0	72.42%	99.99%	0	58.98%
2	0	31.25%	99.99%	0	26.20%
3	0	44.8%	100%	0	38.18%
总负荷削减	0	49.62%	99.99%	0	41.19%

Table 3. Ratio of electrical load cutting in EH_A (considering load priority setting)

表 3. EH_A 中电负荷削减比例(考虑负荷分级)

负荷水平	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4	场景 5
1	0	56.15%	93.65%	0	32.07%
2	0	45.57%	98.47%	0	41.19%
3	0	50.73%	100%	0	58.24%
总负荷削减	0	50.8%	97.27%	0	43.22%

表 2 和表 3 以 EH_A 中的电负荷削减结果为例, 其值用负荷削减量在该级别负荷中的百分比表示。从表中数据可以得出, 在场景 2、3、5 中, 1 级负荷的削减率降低到了 27%, 3 级负荷的削减率提高到了 20%, 而总负荷的削减率变化不大。

该结果表明, 在优化运行模型中考虑负荷分级策略, 可显著改善负荷的削减分布, 即能让重要负荷得到最大限度地供应, 使次要负荷被优先削减。该结果也适用于热负荷和冷负荷, 具体结果在此不再赘述。

3.3. 两阶段协调优化运行模式优势的算例验证

以 EH_A 为例, 两种优化运行模式的比较结果如图 9 所示, 其直观地展示了两种优化运行模式的结果。

子图(a)为两种优化模式的能源购买成本对比结果, 子图(b)显示了两种优化模式之间的负荷削减惩罚成本对比结果。其中, C_{e1} 、 C_{e2} 表示第一阶段和第二阶段电能购买成本, C_{g1} 、 C_{g2} 表示第一阶段和第二阶段天然气购买成本。

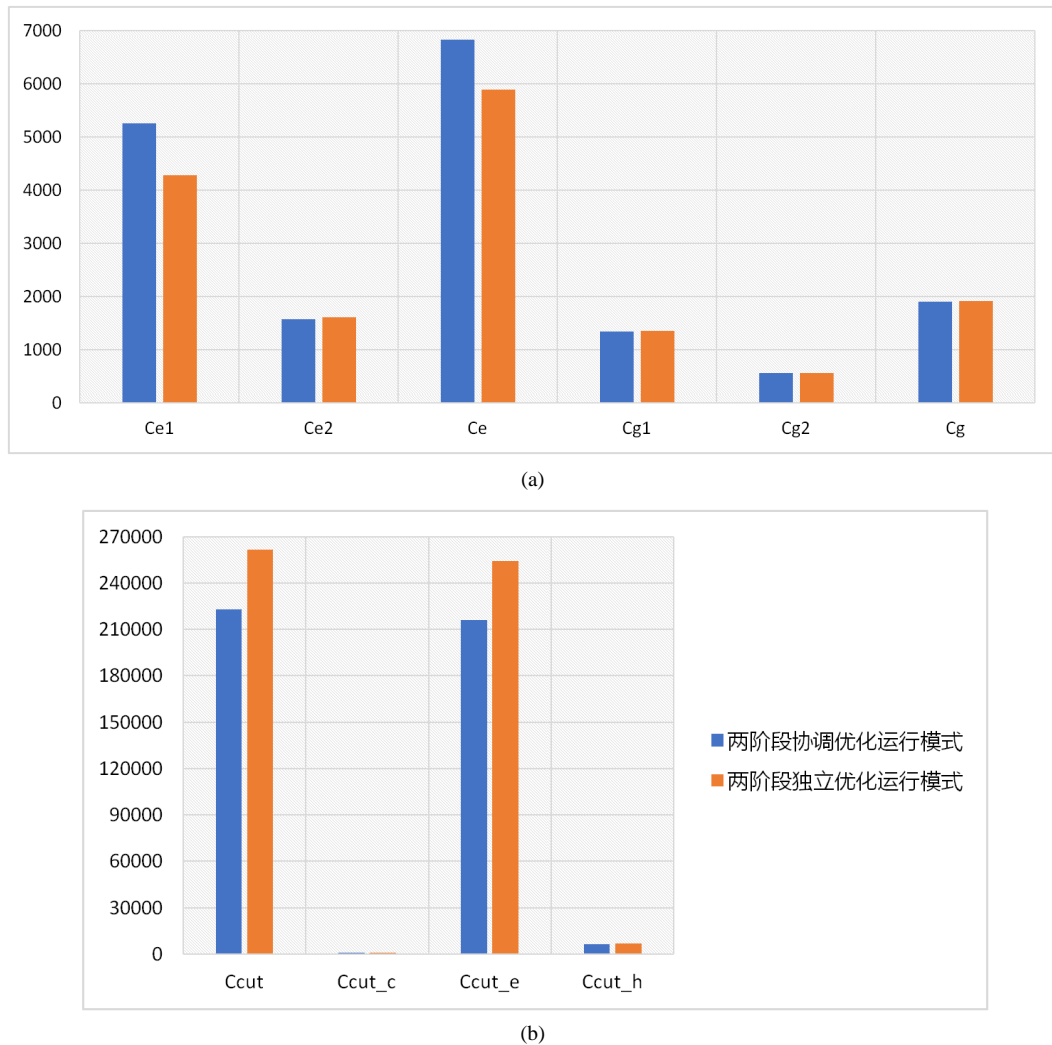


Figure 9. Comparison of system cost under two optimization modes
图 9. 两种优化模式下的系统成本对比

从图中可发现, 在第 1 阶段, 协调优化运行模式的购电成本 C_{e1} 略高于独立优化运行模式, 但第 2 阶段的负荷削减惩罚成本 C_{cut} 却远低于独立优化运行模式。这是因为在协调运行模式下, 储能为了应对潜在灾害带来的能源供应不足, 存储了更多的能量, 从而促使了系统向主网购买更多能源。

从子图(b)可以看出, 负荷削减惩罚成本 C_{cut} 主要以电负荷削减成本 C_{cut_e} 为主, 而独立优化运行模式的负荷惩罚成本远高于协调优化运行模式。这说明协调优化运行模式可以显著降低负荷削减成本。

经过进一步的计算得到, 协调优化运行模式下的系统总成本, 比独立优化运行模式下降低了 24.92%, 此结果验证了该运行模式在降低总成本和优化负荷削减方面的优势。

在该算例中, 不同场景下的线路传输效率(S_E^A/S_G^A)、场景发生概率(P_λ)、不同负载的重要性乘数($a_{A,j}$, $b_{A,j}$ 和 $c_{A,j}$)以及储能的容量和自损失率是优化运行过程中的主要影响因素。当线路传输效率 S_E^A/S_G^A 由更多的 0 或接近 0 的值组成, 即在故障更严重的场景下, 协调优化运行模式的优势更显著。

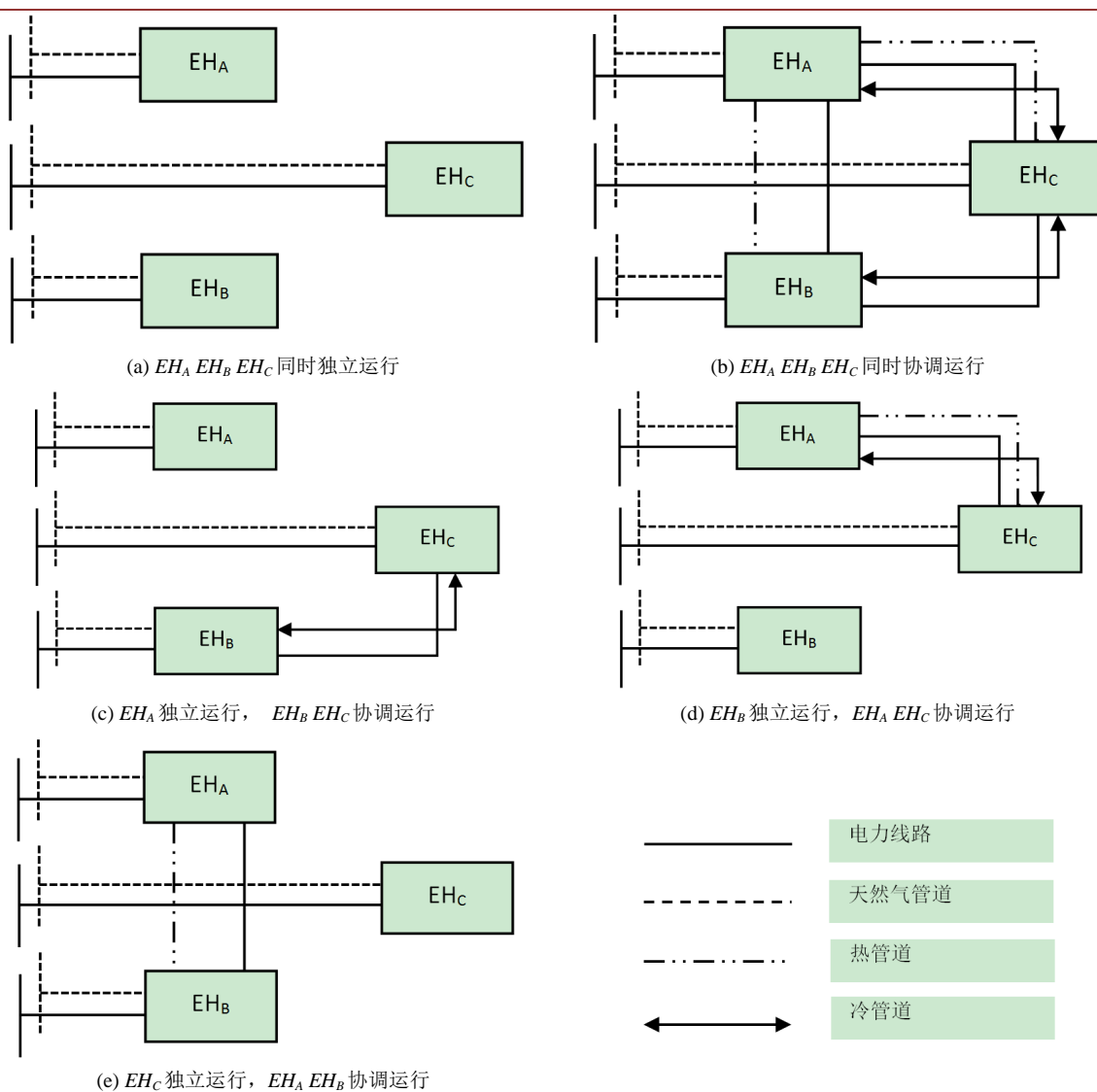
综上所述, 本节的算例结果表明, 与独立运行分离模式相比, 协调运行模式确实对总成本和总能耗的降低有显著的影响。

3.4. 能源枢纽微网在不同运行模式下的目标结果对比

能源枢纽微网结构如表 4 所示, 冷、热、电可在不同的能源枢纽之间互相传输、形成互补, 5 种不同的运行模式及其优化结果如下所示。

Table 4. Five optimal operation structures of energy hub micro grid

表 4. 能源枢纽微网的五种优化运行结构



其中, 模式(a)为完全独立运行模式, 模式(b)为完全协调运行模式, 模式(c)、(d)、(e)则为不同结构的不完全协调运行模式。在 5 种运行模式下, 系统的成本对比结果如图所示。图 10 和图 11 分别显示了各

运行模式下的负荷削减惩罚成本和能源购买成本的对比, 图 12 则展示了能源枢纽微网在五种优化运行模式下的系统总成本。

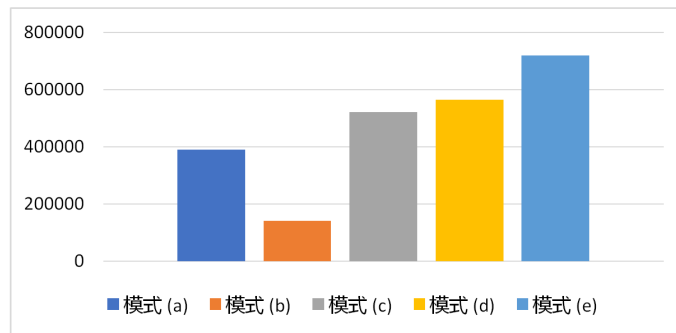


Figure 10. Comparison of load cutting penalty cost (yuan)
图 10. 负荷削减处罚费用对比(元)

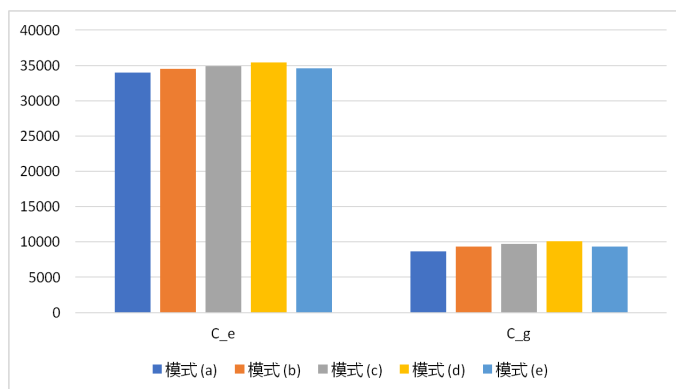


Figure 11. Comparison of energy purchase costs (yuan)
图 11. 能源采购费比较(元)

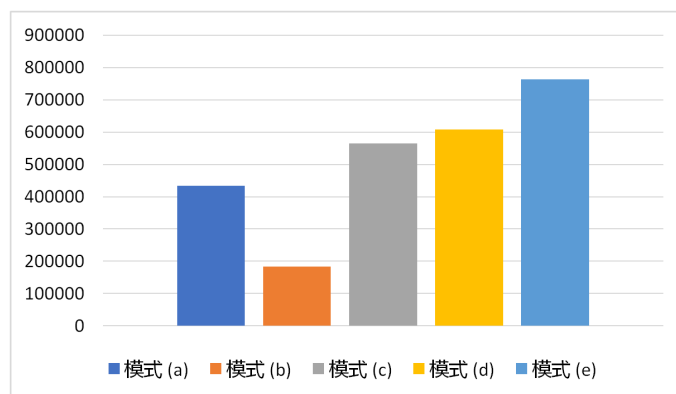


Figure 12. Total cost comparison (yuan)
图 12. 总费用比较(元)

从图中可以看出, 与其他 4 种模式相比, 模式(b)的总成本最低。而负荷削减惩罚成本在总成本中占了很大比例。因此, 为了使能源枢纽微网的总成本最小化, 尽可能减少负荷削减是至关重要的。

除了模式(b), 总成本从低到高依次是模式(a)、(c)、(d)、(e), 这表明能源枢纽之间的能量链接越多, 优化运行的结果越好。而在相同数量的连接量下, 不同的系统结构将导致不同的运行和优化结果。

经过进一步计算, 不完全协调运行模式(c)、(d)和(e)的总成本, 比完全协调运行模式(b)分别增加了 67.51%、69.83%和 75.95%。模式(b)的总成本为 183,592.86 元, 比完全独立运行模式(a)的总成本降低了约 57.6%。

该结果表明, 在能源枢纽微网中采用协调优化运行模式有利于不同能源枢纽之间的能量互补, 可以有效提高能源利用效率, 大大降低运行总成本和负荷削减惩罚成本。

而为了计算能源枢纽微网中, 各个能源枢纽对整个系统的成本降低做出的贡献, 本文在完全独立运行模式(a)下定义了节约成本参数 ρ_λ 和 $C_{co\lambda}$ 。其计算方法、数学表达式如下:

$$C_{add} = \sum_{\lambda \in \Omega} C_{noco}^\lambda - C_{co} \quad (41)$$

$$C_{add_\lambda} = \left(C_{noco}^\lambda + \sum_{\theta \in \Omega, \theta \neq \lambda} C_{co}^\theta \right) - C_{co} \quad (42)$$

$$\rho_\lambda = \frac{C_{add_\lambda}}{\sum_{\lambda \in \Omega} C_{add_\lambda}} \quad (43)$$

$$C_\lambda = \rho_\lambda * C_{add} \quad (44)$$

式(43)中的 C_{add} 为 EH_λ 在完全协调运行模式(b)下的成本 C_{co} , 与完全独立运行模式(a)下的成本 $\sum_{\lambda \in \Omega} C_{noco}^\lambda$ 的差值。

式(42)中的 C_{add_λ} 表示 EH_λ 在不完全协调运行模式(c)、(d)和(e)下, 比在完全协调运行模式(b)下增加的成本量。在不完全协调运行模式下, EH_λ 单独运行, 而微网中的其他 EH 则协同运行, θ 和 λ 分别表示微网中不同 EH 的下标。式中的 C_{noco}^λ 表示独立运行的 EH_λ 的成本, $\sum_{\theta \in \Omega, \theta \neq \lambda} C_{co}^\theta$ 指的就是在该模式下, 除了 EH_λ 以外的其他 EH 的运行总成本。

式(43)中的 ρ_λ 为 EH_λ 在微网中的贡献系数, 它反映了每个 EH 在协调运行的合作中为降低系统成本而做出的贡献。而 EH_λ 对成本降低的实际贡献值 C_λ , 如式(44)的数学表达式所示。

经过计算, 成本节约分配结果如式(45)~(47)所示, 它展示了 EH_λ 对总成本降低的贡献值。

$$C_{add} = 249312.21 \text{元} \quad (45)$$

$$\rho_A \approx 0.275, \quad \rho_B \approx 0.307, \quad \rho_C \approx 0.418 \quad (46)$$

$$C_A = 68589.88 \text{元}, \quad C_B = 76432.70 \text{元}, \quad C_C = 104289.63 \text{元} \quad (47)$$

该结果显示 ρ_C 和 C_C 的值最大, 意味着 EH_C 对总成本降低的贡献最大, 即在有潜在的极端天气事件发生的情况下, EH_C 对其他的能源枢纽和整个系统给予了更多的支持。而在未来的研究中, 上述方法还可以帮助确定能源枢纽微网内部的能源交换价格, 为能源枢纽在多能量系统中的参与提供合理的依据, 从而进一步提高系统的可靠性和弹性。

4. 结论

能量枢纽是耦合各类能源网络的重要概念, 它起到了提高电网络和天然气网络弹性的作用。因此, 针对潜在的极端天气灾害事件, 本文以有效降低系统总成本和负荷削减量为目标, 提出了能源枢纽微网的系统结构和两阶段优化的运行模式。

本文的三个仿真算例, 证明了能源枢纽微网两阶段优化运行模型的有效性。仿真结果表明, 在极端天气背景下, 文中所提出的系统结构和运行模式, 能够有效降低系统的总成本和总能耗。

其中, 考虑设置负荷优先级, 使重要负荷得到最大限度地维护, 其削减量减少了将近 30%, 而相对次要的负荷, 则会被优先削减, 大大地优化了负荷削减分布。而单能源枢纽和能源枢纽微网的优化算例都表明, 与独立优化运行模式相比, 协调优化运行模式下的系统总成本降低了 24.92%, 大大提升了能源

利用效率。

除此之外, 能源枢纽微网的链接模式也对整个系统的优化结果产生了很大的影响。通过算例三我们可以知道, 能源枢纽之间的能量链接越多, 优化运行的结果越好, 在相同数量的链接数下, 不同的系统结构也会导致不同的运行和优化结果。这说明, 单个能源枢纽内的负荷优先级和两阶段优化运行模式的设定, 能够有效降低系统的运行成本和无效的负荷削减。

如此一来, 多个能源网络就很好地实现了互助、互补和互联, 即能源枢纽微网的运行结构和两阶段优化模式, 在本文背景的设定下, 相比原先各自独立的能源网络运行模式, 实现了更高效、更节能的目标, 具有一定的工程价值。

事实上, 能源枢纽微网可以被看作是一个或小或大的社区, 不同的能源枢纽都有其独特的负荷曲线、构成结构和运行模式。在正常情况下和灾害场景下, 多个能源枢纽的相互连接是可行的, 它们之间的协同操作, 可以有效地降低运行总成本和负荷削减量, 从而提高系统的弹性和稳定性。

参考文献

- [1] Krause, T., Andersson, G., Fröhlich, K. and Vaccaro, A. (2011) Multiple-Energy Carriers: Modeling of Production, Delivery, and Consumption. *Proceedings of the IEEE*, **99**, 15-27. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2010.2083610>
- [2] 李洋, 吴鸣, 周海明, 王伟亮, 王丹, 葛磊蛟. 基于全能流模型的区域多能源系统若干问题探讨[J]. 电网技术, 2015, 39(8): 2230-2237.
- [3] Lu, J., Zeng, M., Zeng, X., Fang, Z. and Yuan, J. (2015) Analysis of Ice-Covering Characteristics of China Hunan Power Grid. *IEEE Transactions on Industry Applications*, **51**, 1997-2002. <https://doi.org/10.1109/TIA.2014.2365295>
- [4] Jiang, X., Zhao, S., Hu, J., Zhang, Z. and Shu, L. (2013) Study of DC Flashover Performance of Ice-Covered Insulators at High Altitude. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, **20**, 391-400. <https://doi.org/10.1109/TDEI.2013.6508739>
- [5] 徐宪东, 贾宏杰, 靳小龙, 余晓丹, 穆云飞. 区域综合能源系统电/气/热混合潮流算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3634-3642.
- [6] Alstone, P., Gershenson, D. and Kammen, D.M. (2015) Decentralized Energy Systems for Clean Electricity Access. *Nature Climate Change*, **5**, 305-314. <https://doi.org/10.1038/nclimate2512>
- [7] Zhang, X., Karady, G.G. and Ariaratnam, S.T. (2013) Optimal Allocation of CHP-Based Distributed Generation on Urban Energy Distribution Networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, **5**, 246-253. <https://doi.org/10.1109/TSSTE.2013.2278693>
- [8] Saldarriaga, C.A., Hincapié, R.A. and Salazar, H. (2013) A Holistic Approach for Planning Natural Gas and Electricity Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, **28**, 4052-4063. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2268859>
- [9] Quelhas, A., Gil, E., McCalley, J.D. and Ryan, S.M. (2007) A Multiperiod Generalized Network Flow Model of the U.S. Integrated Energy System: Part I—Model Description. *IEEE Transactions on Power Systems*, **22**, 829-836. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.894844>
- [10] Geidl, M. (2007) Integrated Modeling and Optimization of Multi-Carrier Energy Systems. Doctoral Thesis, ETH Zürich, Zürich, 143. <https://doi.org/10.3929/ethz-a-005377890>
- [11] Favre-Perrod, P., Geidl, M., Klöckl, B. and Koepfel, G. (2005) A Vision of Future Energy Networks. 2005 *IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa*, Durban, 11-15 July 2005, 13-17. <https://doi.org/10.1109/PESAFR.2005.1611778>
- [12] Huang, A. (2010) FREEDM System—A Vision for the Future Grid. *IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, 25-29 July 2010, 1-4. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5590201>
- [13] Geidl, M., Koepfel, G., Favre-Perrod, P., Klockl, B., Andersson, G. and Frohlich, K. (2007) Energy Hubs for the Future. *IEEE Power and Energy Magazine*, **5**, 24-30. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2007.264850>
- [14] Carradore, L. and Bignucolo, F. (2008) Distributed Multi-Generation and Application of the Energy Hub Concept in Future Networks. 2008 *43rd International Universities Power Engineering Conference*, Padua, 1-4 September 2008, 1-5. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2008.4651593>
- [15] Krause, T., Kienzle, F., Liu, Y. and Andersson, G. (2011) Modeling Interconnected National Energy Systems Using an Energy Hub Approach. 2011 *IEEE Trondheim PowerTech*, Trondheim, 19-23 June 2011, 1-7. <https://doi.org/10.1109/PTC.2011.6019313>