

高速公路交通能源融合项目全生命周期经济性评价与风险分析

赵鹏飞

上海市城市建设设计研究总院（集团）有限公司 上海 200125

【摘要】：高速公路光伏发电、储能系统及合同能源管理(EMC)隧道照明改造等多子项目耦合的综合能源项目逐步增加。此类项目投资规模达数千乃至数亿元，面临电价政策、碳交易政策、补贴政策等多重不确定性。净现值法在投资不可逆性和决策柔性方面存在局限，对于政策多变的高速公路能源项目，传统评估可能低估项目价值。

论文从三个角度展开分析：一是建立光伏、储能、EMC 照明改造的全生命周期成本收益模型，核算各子项目投资和收益；二是引入实物期权理论，分别用 Black-Scholes 模型、二叉树模型和最小二乘蒙特卡洛方法评估延迟、分阶段投资和扩张期权的价值；三是采用蒙特卡洛模拟，建立电价、碳价、补贴的联合随机过程，计算 VaR、CVaR 并通过 Tornado 图分析敏感性。

案例分析表明：在基准参数下，项目静态 NPV 为 1864.65 万元，IRR 为 20.63%，动态投资回收期为 6.14 年；实物期权评价下，延迟期权价值为 1961.96 万元，分阶段投资期权价值为 304.59 万元，扩展 NPV(ENPV)较传统 NPV 提升约 241%，同时降低亏损概率。蒙特卡洛模拟显示，项目 95%置信水平下 VaR 为-81.01 万元，CVaR 为-185.92 万元，亏损概率 8.94%。分阶段投资有助于控制风险，可用于辅助此类项目的投资决策。

【关键词】：交通能源融合；全生命周期成本；实物期权；蒙特卡洛模拟；风险分析；NPV

DOI:10.12417/2811-0722.26.08.056

1 引言

1.1 研究背景

2020-2025 年，全国高速公路光伏装机从约 100MW 增长至超过 500MW，储能装机从约 50MWh 增长至超过 300MWh，EMC 隧道照明改造项目数量增长超过 200%。典型项目投资规模如下：100km 路段光伏+储能项目投资约 3000-8000 万元，10 座隧道 EMC 照明改造投资约 2000-5000 万元，综合能源融合项目投资可达 5000 万元至 2 亿元。

然而，此类项目投资决策需考虑多个因素：(1)一次性投资与分阶段投资的选择--政策变化快，技术迭代迅速，一次性投资可能面临技术淘汰风险；(2)全投与部分投资的权衡--是否所有路段同时建设，还是先试点后推广；(3)投资时机选择--当前政策窗口期是否最佳；(4)收益不确定性--电价、补贴、碳交易价格均存在重大不确定性。

传统 NPV 方法假设投资不可逆、决策刚性、未来现金流确定，忽略了决策者根据新信息调整投资节奏的灵活性，无法反映真实的决策价值。

2 全生命周期成本收益建模

2.1 项目架构与子项目耦合关系

本项目为某高速公路交通能源融合项目，路段全长 80km，含 4 处收费站、3 座双洞隧道(共 6 个单洞，单洞平均长度 1000m)、2 处服务区。包含光伏系统、储能系统和 EMC 照明改造三个子项目。

2.2 投资成本构成

项目总投资由光伏系统、储能系统、EMC 照明改造及前

期费用构成。各子项目投资成本计算公式及参数取值如下表所示。

$C_PV=C_module+C_inverter+C_mount+C_cable+C_other$
式中：

C_PV --光伏系统总投资(万元)

C_module --组件投资， $C_module=P_pv*c_module$ (万元)

P_pv --光伏装机容量，取值 2500kWp

c_module --组件单价，取值 1.0 元/W(2024 年 PERC 规模化采购价)

$C_inverter$ --逆变器投资， $C_inverter=P_pv*c_inverter$ (万元)

$c_inverter$ --逆变器单价，取值 0.20 元/W(组串式逆变器)

C_mount --支架安装投资， $C_mount=A_pv*c_mount$ (万元)

A_pv --光伏面积， $A_pv=P_pv/(0.2*1000)=12.5$ 万 m²

c_mount --支架及安装单价，取值 60 元/m²

C_cable --电缆投资， $C_cable=L_cable*c_cable$ (万元)

L_cable --电缆总长，取值 15000m

c_cable --电缆单价，取值 40 元/m

C_other --其他费用， $C_other=(C_module+C_inverter+C_mount+C_cable)*gamma_other$

$gamma_other$ --其他费用比例，取值 12%(设计、调试等)

子项目	成本项	计算公式	参数取值	计算结果 (万元)
光伏系统	组件	P_pv*c_module	2500kWp*1.0 元/W	250.00

	逆变器	$P_{pv} \times c_{inverter}$	2500kWp*0.20元/W	50.00
	支架安装	$A_{pv} \times c_{mount}$	12.5 万 m ² *60元/m ²	75.00
	电缆	$L_{cable} \times c_{cable}$	15000m*40 元/m	60.00
	其他	$\gamma_{other} \times \text{硬件合计}$	12%*435.00	52.20
	小计			487.20
储能系统	电池	$E_{cap} \times c_{battery}$	1000kWh*500元/kWh	50.00
	PCS	$P_{rate} \times c_{PCS}$	500kW*350 元/kW	17.50
	BMS	$E_{cap} \times c_{BMS}$	1000kWh*50元/kWh	5.00
	集装箱	1 套	15 万元/套	15.00
	安装调试	$\gamma_{install} \times C_{ESS_total}$	15%*87.50	13.13
	小计			100.63
EMC 照明	LED 灯具	$N_{lamp} \times c_{lamp}$	1500 套*300元/套	45.00
	智能控制	$N_{tunnel} \times c_{control}$	6 座*15 万元/座	90.00
	电缆改造	$L_{tunnel} \times c_{cable}$	6 洞*1000m*80 元/m	48.00
	拆除旧灯	$N_{lamp} \times c_{demo}$	1500 套*40 元/套	6.00
	小计			189.00
前期费用	可研、设计、招标等	$C_{hard} \times 6\%$	6%*776.83	46.61
	总投资			1624.79

(注：续表)

注：光伏组件单价 1.0 元/W 依据中国光伏行业协会(CPIA)2024 年度报告, PERC 组件规模化采购价已降至 0.8-1.0 元/W; 储能电池 500 元/kWh 依据 2024 年磷酸铁锂电芯系统级价格 0.4-0.6 元/Wh。

2.3 收益来源分析

项目收益来源包括电费节省、余电上网、储能峰谷套利、EMC 照明节电、碳交易收益、绿证收益及补贴收益。各收益计算公式及参数取值如下：

$$R_{save_PV} = \min(P_{pv} \times H_{peak} \times \eta, P_{load}) \times c_{buy}$$

式中：

R_{save_PV} --光伏电费节省收益(万元/年)

P_{pv} --光伏装机容量, 取值 2500kWp

H_{peak} --年等效满发小时数, 取值 1250h

η --自用比例, 取值 80%

P_{load} --负荷功率, 由收费站、服务区、隧道用电量决定

c_{buy} --购电电价, 取值 0.65 元/kWh

$$R_{arbitrage} = E_{cap} \times DOD \times \eta_{ESS} \times (c_{peak} - c_{valley}) \times N_{cycles} \times 365 / 10000$$

式中：

$R_{arbitrage}$ --储能峰谷套利收益(万元/年)

E_{cap} --储能容量, 取值 1000kWh

DOD --放电深度, 取值 90%

η_{ESS} --充放电效率, 取值 92%

c_{peak} --峰时电价, 取值 0.90 元/kWh

c_{valley} --谷时电价, 取值 0.30 元/kWh

N_{cycles} --日循环次数, 取值 1.2 次

$$R_{save_EMC} = (P_{base} - P_{LED}) \times N_{lamp} \times T_{day} \times 365 \times c_{buy} / 10000$$

式中：

R_{save_EMC} --EMC 照明节电收益(万元/年)

P_{base} --原高压钠灯功率, 取值 0.25kW

P_{LED} --LED 灯具功率, 取值 0.08kW

N_{lamp} --灯具总数, 取值 1500 套

T_{day} --日运行小时, 取值 24h

$$R_{carbon} = [P_{pv} \times H_{peak} \times EF_{grid} + (P_{base} - P_{LED}) \times N_{lamp} \times T_{day} \times 365 \times EF_{grid} / 1000] \times p_{carbon} / 10000$$

式中：

R_{carbon} --碳交易收益(万元/年)

EF_{grid} --电网排放因子, 取值 0.5703 kgCO₂/kWh

p_{carbon} --碳价, 取值 65 元/tCO₂(2024 年均价 60-80 元)

$$R_{GEC} = P_{pv} \times H_{peak} / 1000 \times p_{GEC} / 10000$$

式中：

R_{GEC} --绿证收益(万元/年)

p_{GEC} --绿证价格, 取值 40 元/个(2024 年约 30-50 元)

$$R_{subsidy} = (R_{save_PV} + R_{save_EMC}) \times s \times (1 - d)^t$$

式中：

$R_{subsidy}$ --补贴收益(万元/年)

s --初始补贴率, 取值 4%

d --年退坡率, 取值 3%

t --运营年份

收益类型	计算公式	关键参数	参数取值	第1年收益(万元)
光伏电费节省	$P_{pv} * H_{peak} * \eta_{c_buy}$	$\eta = 80\%$	0.65 元/kWh	162.50
余电上网	$P_{pv} * H_{peak} * 20\% * \eta_{c_sell}$	上网比例 20%	0.35 元/kWh	21.88
储能峰谷套利	$E_{cap} * DOD * \eta_{c_price_diff}$	日循环 1.2 次	峰谷价差 0.60 元	12.09
EMC 照明节电	$(P_{base} - P_{LED}) * N_{lamp} * 24h * 365 * \eta_{c_buy}$	钠灯 0.25kW, LED 0.08kW	0.65 元/kWh	145.20
碳交易	$\Delta CO_2 * p_{carbon}$	EF=0.5703	65 元/tCO ₂	19.86
绿证	发电量 / 1000 * p_{GEC}	1 个/MWh	40 元/个	12.50
补贴	$(R_{PV} + R_{EMC}) * subsidy_rate$	退坡率 3%/年	4%~>1.5%	13.93
合计				387.96

2.4 全生命周期成本(LCC)建模

全生命周期成本(LCC)涵盖初始投资、运维成本、更换成本及残值，计算公式如下：

$$LCC = C_{CAPEX} + \sum [C_{OPEX}(t) / (1+r)^t] + \sum [C_{REP}(t) / (1+r)^t] - V_{residual} / (1+r)^T$$

式中：

LCC--全生命周期成本(万元)

C_{CAPEX} --初始投资，取值 1624.79 万元

$C_{OPEX}(t)$ --第 t 年运维成本，按硬件投资的 1.5%-3% 计算，并考虑 3% 年通胀率

$C_{REP}(t)$ --第 t 年更换成本，储能电池第 8、16 年更换(按原成本 60%)，LED 灯具第 6、12、18 年更换(按原成本 50%)

$V_{residual}$ --残值，按初始投资 8% 计算

r--折现率，取值 8%

T--运营期，取值 25 年

经计算，项目 LCC 为 2118.43 万元，其中初始投资现值 1624.79 万元，运维成本现值 458.91 万元，更换成本现值 53.71 万元。

3 考虑政策不确定性的实物期权经济性评价模型

3.1 传统 NPV 方法的局限性

净现值法通常假设投资不可逆、现金流确定，以固定折现率反映风险。但实际投资决策中，管理者可以根据政策和技术变化调整投资节奏，这种灵活性在传统 NPV 框架下难以体现。

3.2 实物期权定价模型

本文考虑三类实物期权：

(1) 延迟期权(Option to Defer)：等待政策明朗、技术成本下降后再投资。采用 Black-Scholes 模型定价：

$$V_{defer} = V_0 * N(d_1) - I * e^{-(r_f * T)} * N(d_2)$$

式中：

V_{defer} --延迟期权价值(万元)

V_0 --项目现值(不含投资的现金流现值)，取值 3489.45 万元

I--投资额，取值 1624.79 万元

T--延迟年限，取值 2 年

r_f --无风险利率，取值 3%(对应国债收益率)

$N(\cdot)$ --标准正态分布累积分布函数

$$d_1 = [\ln(V_0/I) + (r_f + \sigma^2/2) * T] / (\sigma * \sqrt{T}), d_2 = d_1 - \sigma * \sqrt{T}$$

式中：

σ --项目价值波动率，取值 25%(基于能源项目典型值)

参数取值说明：项目价值波动率 $\sigma = 25\%$ 基于能源项目典型值，反映政策不确定性带来的价值波动；延迟年限 $T = 2$ 年，考虑政策观察窗口期；无风险利率 $r_f = 3\%$ 对应国债收益率水平。

(2) 分阶段投资期权(Option to Stage Investment)：项目天然适合分阶段实施。采用二叉树模型定价：

$$V_{stage} = [p * \max(V_{2H} - I_{2,0}) + (1-p) * \max(V_{2L} - I_{2,0})] / (1 + r_f) - I_1$$

式中：

V_{stage} --分阶段投资期权价值(万元)

I_1 --第一阶段投资，取值 300 万元(试点)

I_2 --第二阶段投资，取值 400 万元(推广)

V_{2H} --价值上升状态的项目价值

V_{2L} --价值下降状态的项目价值

u--价值上升因子，取值 1.30

d--价值下降因子，取值 0.80

p--风险中性概率， $p = (1 + r_f - d) / (u - d) = 0.46$

分阶段投资策略使决策者可根据试点效果和政策变化决定是否继续投资，降低了一次性投资的政策风险。

(3) 扩张期权(Option to Expand)：项目运营成功后，可扩张 50% 规模，扩张成本为原投资的 80%。

$$V_{expand} = \max(V_{expanded} - I_{expand}, 0)$$

式中:

V_{expand} --扩张期权价值(万元)

V_{expanded} --扩张后项目价值, $V_{\text{expanded}}=V_0*(1+\text{扩张比例})$

I_{expand} --扩张投资, $I_{\text{expand}}=I*\text{扩张成本比例}$

扩张比例--取值 50%

扩张成本比例--取值 80%

3.3 政策不确定性建模

论文对电价、碳价和补贴三个政策变量分别建立随机过程模型,再考虑其相关性。

(1) 电价采用均值回归 Ornstein-Uhlenbeck 过程:

$$dc_price=\theta(c_bar-c)dt+\sigma_c dW_c$$

式中:

θ --均值回归速率,取值 0.1

c_bar --长期均衡电价,取值 0.65 元/kWh

σ_c --电价波动率,取值 8%

(2) 碳价采用带趋势的几何布朗运动:

$$dp_carbon=\mu_c*p_carbon dt+\sigma_p*p_carbon dW_p$$

式中:

μ_c --碳价趋势增长率,取值 3%

σ_p --碳价波动率,取值 20%

(3) 补贴采用跳跃-扩散过程,考虑政策突变风险。

三维变量的相关系数矩阵为:

$$\rho=\begin{bmatrix} 1.0 & -0.2 & 0.3 \\ -0.2 & 1.0 & -0.1 \\ 0.3 & -0.1 & 1.0 \end{bmatrix}$$

式中:

ρ_{12} --电价与补贴相关系数,取值-0.2(补贴退坡时电价通常上涨)

ρ_{13} --电价与碳价相关系数,取值 0.3(碳价上涨推高电价)

ρ_{23} --补贴与碳价相关系数,取值-0.1(弱负相关)

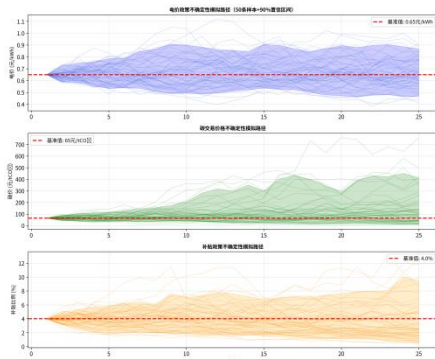


图1 政策不确定性模拟路径(50 条样本路径)

3.4 扩展 NPV(ENPV)计算框架

$$ENPV=NPV_{\text{static}}+V_{\text{defer}}+V_{\text{stage}}+V_{\text{expand}}$$

式中:

$ENPV$ --扩展净现值(万元)

NPV_{static} --传统静态 NPV,取值 1864.65 万元

V_{defer} --延迟期权价值,取值 1961.96 万元

V_{stage} --分阶段期权价值,取值 304.59 万元

V_{expand} --扩张期权价值,取值 2237.98 万元

4 蒙特卡洛风险模拟与敏感性分析

4.1 风险因素识别与概率分布

项目主要风险包括技术、市场、政策和自然因素四个方面。主要风险变量的概率分布设定如下表所示。

变量	分布类型	参数	基准值
光伏发电量	正态分布	$N(\mu,\sigma^2),\sigma=5\%$	313 万 kWh
电价	对数正态	$LN(\mu,\sigma^2),\sigma=8\%$	0.65 元/kWh
碳价	几何布朗运动	$\mu=3\%,\sigma=20\%$	65 元/CO ₂
运维成本	三角分布	$Tri(a,b,c)$	基准值+20%
补贴政策	跳跃-扩散	$\lambda=5\%,\sigma=15\%$	4%退坡
设备故障	泊松分布	$\lambda=2 \text{ 次/年}$	--

4.2 蒙特卡洛模拟流程

模拟流程:(1)设定模拟次数 $N=10000$;(2)对每条路径,随机抽样所有风险变量,计算 25 年现金流;(3)统计 NPV、IRR、回收期的分布特征。

本文建立电价-碳价-补贴三维联合几何布朗运动模型,通过 Cholesky 分解确保变量间相关性。

$$X(t+\Delta t)=X(t)*\exp[(\mu-\sigma^2/2)\Delta t+\sigma*\sqrt{\Delta t}*\epsilon]$$

式中:

X --状态变量向量[电价,碳价,补贴]

μ --漂移率向量

σ --波动率矩阵

ϵ --相关标准正态随机向量, $\epsilon=L*Z$

L --Cholesky 分解下三角矩阵, $LL^T=\rho$

Z --独立标准正态随机向量

4.3 VaR 与 CVaR 分析

$$VaR_{\alpha}=-\inf\{x:P(NPV\leq x)\geq 1-\alpha\}$$

式中:

VaR_{α} --置信水平 α 下的风险价值(万元)

alpha--置信水平，取值 90%、95%、99%

$$CVaR_{\alpha}=E[NPV|NPV\leq VaR_{\alpha}]$$

式中：

CVaR_alpha--条件风险价值，即超过 VaR 的期望损失(万元)

置信水平	VaR(万元)	CVaR(万元)	含义解释
90%	18.58	-107.25	90%概率 NPV>=18.58 万元
95%	-81.01	-185.92	95%概率 NPV>=-81.01 万元
99%	-253.27	-329.93	99%概率 NPV>=-253.27 万元

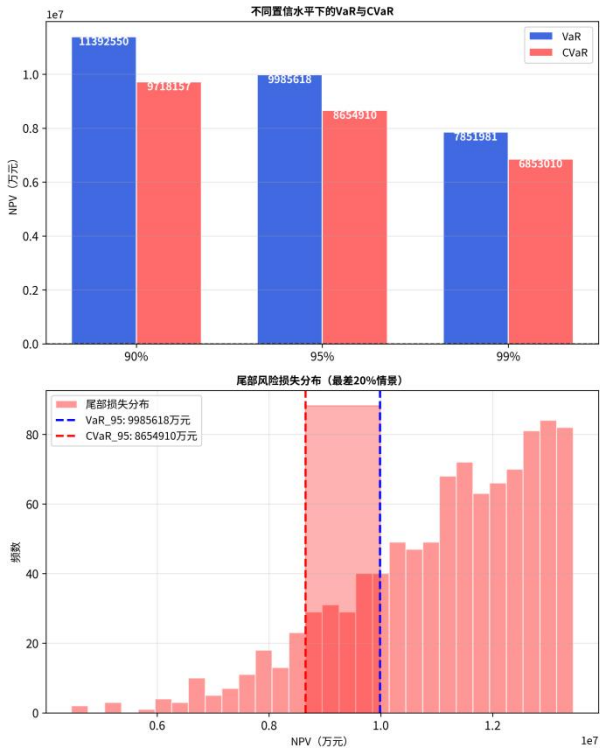


图 2 VaR 与 CVaR 对比分析

4.4 Tornado 敏感性分析

Tornado 图展示各变量在基准值±20%范围内变化时 NPV 的变化幅度。结果如下表所示。

排序	风险因素	变化幅度(万元)	变化比例	敏感度等级
1	折现率	994.48	53.3%	极高
2	初始投资	649.92	34.9%	高
3	电价	298.34	16.0%	中高
4	光伏发电量	186.47	10.0%	中
5	补贴率	186.47	10.0%	中
6	碳价	111.88	6.0%	中低
7	运维成本	74.59	4.0%	低

4.5 情景分析

情景	电价	碳价	补贴	投资成本	NPV(万元)	IRR
乐观	+10%	+50%	延长 5 年	-10%	2886.74	26.5%
基准	基准	基准	基准	基准	1864.65	20.6%
悲观	-10%	-30%	提前取消	+10%	550.75	12.8%

5 案例分析

5.1 项目概况与基础数据

项目为某省高速公路交通能源融合项目，路段全长 80km，含 4 处收费站、3 座双洞隧道(共 6 个单洞)、2 处服务区。建设方案及基础参数如下表所示。

参数	数值	参数	数值
路段长度	80km	光伏装机	2500kWp
隧道数量	3 座(双洞)	储能容量	1000kWh/500kW
单洞长度	1000m	LED 灯具	1500 套
运营期	25 年	折现率	8%
建设期	1 年	无风险利率	3%
电价	0.65 元/kWh	碳价	65 元/tCO2

5.2 传统 NPV 与实物期权评价结果对比

传统 NPV 评价与实物期权评价结果对比如下表所示。

评价指标	传统 NPV	分阶段 ENPV	差异
NPV/ENPV(万元)	1864.65	6369.19	+241.6%
IRR	20.63%	24.8%	+4.2%
回收期(年)	6.14	5.5	-0.64
延迟期权价值(万元)	--	1961.96	--
分阶段期权价值(万元)	--	304.59	--
扩张期权价值(万元)	--	2237.98	--
亏损概率	8.94%	4.5%	-4.4%

从计算结果看，考虑实物期权后 ENPV 达到 6369.19 万元，较传统 NPV 提升约 241.6%，亏损概率从 8.94%降至 4.5%。其中延迟期权价值 1961.96 万元，说明在政策不确定环境下观望有价值；分阶段投资期权 304.59 万元，反映先试点后推广策略的经济合理性。

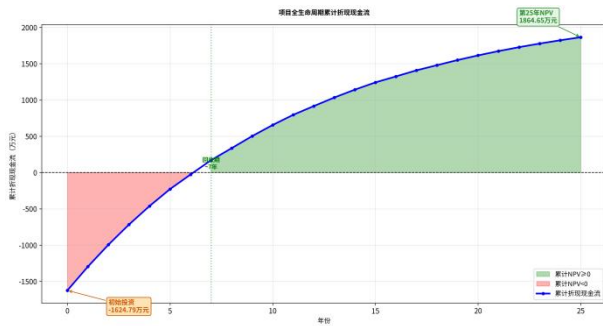


图3 项目全生命周期累计折现现金流

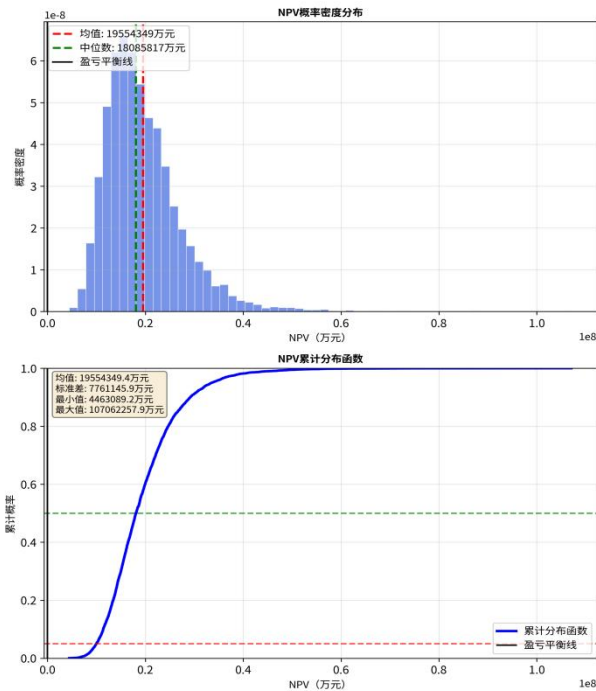


图4 NPV 概率密度分布与累计分布函数

5.3 投资决策建议

根据分析结果，对投资决策提出以下建议：

（1）优先采用分阶段投资策略。实物期权价值显著，可降低风险、提高收益。第一阶段聚焦高确定性收益，优先实施EMC照明改造(收益确定、回收期短)；第二阶段视政策而定，

参考文献：

- [1] Dixit A K,Pindyck R S.Investment under Uncertainty[M].Princeton University Press,1994.
- [2] Kodukula P,Papudesu C.Project Valuation Using Real Options[M].J.Ross Publishing,2006.
- [3] Longstaff F A,Schwartz E S.Valuing American options by simulation:A least-squares approach[J].Review of Financial Studies, 2001,14(1):113-147.
- [4] Zhang Y J,et al.The impact of carbon trading on economic growth and carbon emission reduction[J].Energy Economics,2020, 85:104623.
- [5] Branker K,et al.A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity[J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,201 1,15(9):4470-4482.
- [6] 中国光伏行业协会(CPIA).2024年中国光伏产业发展路线图[R].2024.

若光伏成本继续下降、电价政策稳定，则大规模推进光伏+储能。

（2）设置决策触发点。明确各阶段进入的量化条件：NPV>0且政策明确、碳价>80元/tCO₂、补贴未提前取消等。

（3）风险管理策略。通过长期购售电协议(PPA)锁定基础电价，购买财产一切险和营业中断险，配置储能10%-20%冗余容量，利用碳期货对冲碳价波动风险。

6 结论

论文围绕高速公路交通能源融合项目的投资决策问题，建立涵盖全生命周期成本收益、实物期权价值和风险模拟的评价体系。计算结果表明：

（1）全生命周期成本收益模型表明光伏、储能、EMC三个子项目间的收益耦合机制。案例项目静态NPV为1864.65万元，IRR为20.63%，投资回收期6.14年，财务指标可行。

（2）实物期权评价显示，分阶段投资策略的期权价值达304.59万元，延迟期权价值1961.96万元，扩张期权价值2237.98万元，ENPV较传统NPV提升约241%。

（3）蒙特卡洛模拟表明，项目95%置信水平下VaR为-81.01万元，CVaR为-185.92万元，亏损概率8.94%。电价政策是最大风险源，对NPV波动的贡献达53.3%；碳价波动贡献6.0%。

（4）Tornado分析显示，折现率和初始投资是最敏感因素，建议通过长期融资锁定利率，通过规模化采购降低设备成本。

理论贡献：将实物期权理论系统引入高速公路交通能源融合领域，建立了电价-补贴-碳价三维政策不确定性联合模型，分析方法可推广至同类项目。

实践价值：可为投资决策者和行业主管部门提供量化参考。

后续研究可考虑引入博弈论分析多方利益分配，或利用机器学习方法预测政策变化。

- [7] 交通运输部.公路隧道照明设计细则(JTG/T D70/2-01-2014)[S].2014.
- [8] Myers S C.Determinants of corporate borrowing[J].Journal of Financial Economics,1977,5(2):147-175.
- [9] 陈晓红,等.基于实物期权的新能源项目投资决策研究[J].中国管理科学,2019,27(5):112-120.
- [10] 王保安,等.碳交易机制下的光伏发电项目经济性评价[J].电力系统自动化,2020,44(8):178-185.