

INVESTING IN GENERATION

Chapter 7K

Content

- 7.1 Introduction
- 7.2 Generation Capacity from an Investor's Perspective
 - 7.2.1 Building new generation capacity
 - 7.2.2 Retiring generation capacity
 - 7.2.3 Effect of a cyclical demand
- 7.3 Generation Capacity from the Customers' Perspective
 - 7.3.1 Expansion driven by the market for electrical energy
 - 7.3.2 Capacity payments
 - 7.3.3 Capacity market
 - 7.3.4 Reliability contracts

ظرفیت تولید از دیدگاه سرمایه گذار

- احداث یک کارخانه در شرایطی یک تصمیم منطقی است که قیمت پیش بینی شده بیشتر از هزینه حدی بلندمدت آن باشد.
- در یک بازار برق آزاد شده، این استدلال را می توان در مورد سرمایه گذاری در ظرفیت تولید اعمال کرد.
- عدم قطعیت در هزینه حدی بلندمدت و پیش بینی قیمت
- تاخیر در ساخت نیروگاه و عدم قطعیت در بهای سوخت
- خطا در پیش بینی تقاضا و قیمت عمده فروشی
- عدم قطعیت های استراتژیک (وجود رقبا) و فن آوریهای جدید تولید
- غیر قابل بازگشت بودن سرمایه گذاری در تولید برق

دیدگاه سرمایه گذار

- نیاز به قراردادهای پشتیبانی بالادستی (upstream) و پایین دستی (downstream) برای کاهش ریسکهای غیر قابل کنترل توسط مالک نیروگاه
- قراردادهای بالادست (تضمین سوخت) و قراردادهای پایین دست (تضمین فروش برق در قیمت ثابت)
- کاهش ریسکهای بهره برداری نیروگاه (تحت کنترل مالک)؛ کاهش نرخ خرابی
- طراحی برای مدت زمان معین (عمر تخمینی) - تا ۴۰ سال

دیدگاه سرمایه گذار

- مثال ۷-۱- بررسی احداث نیروگاه ذغال سنگ سوز ۵۰ مگاواتی توسط شرکت برق بر دوریا

- هزینه های راه اندازی و نگهداری صرف نظر شده است
- بررسی قابلیت سودآوری (نرخ بازگشت داخلی)

۱۰۲۱\$/kW	هزینه سرمایه گذاری
۳۰ سال	عمر مورد انتظار نیروگاه
۹۴۱۹Btu/kWh	نرخ حرارتی در خروجی نامی
۱/۲۵\$/MBtu	هزینه سوخت مورد انتظار

$$\text{هزینه سرمایه گذاری: } ۱۰۲۱\$/kW \times ۵۰۰\text{MW} = ۵۱۰۵۰۰۰۰۰\$/$$

$$\text{تولید سالانه برآورد شده: } ۰/۸ \times ۵۰۰\text{MW} \times ۸۷۶\text{h/year} = ۳۵۰۴۰۰۰\text{MWh}$$

$$\text{هزینه سالانه تولید} \quad ۳۵۰۴۰۰۰\text{MWh} \times ۹۴۱۹\text{Btu/kWh} \times ۱/۲۵\$/\text{MBtu} = ۴۱۲۵۵۲۲۰\$/$$

$$\text{درآمد سالانه: } ۳۵۰۴۰۰۰\text{MWh} \times ۳۲\$/\text{MWh} = ۱۱۲۱۲۸۰۰۰\$/$$

دیدگاه سرمایه گذار-مثال

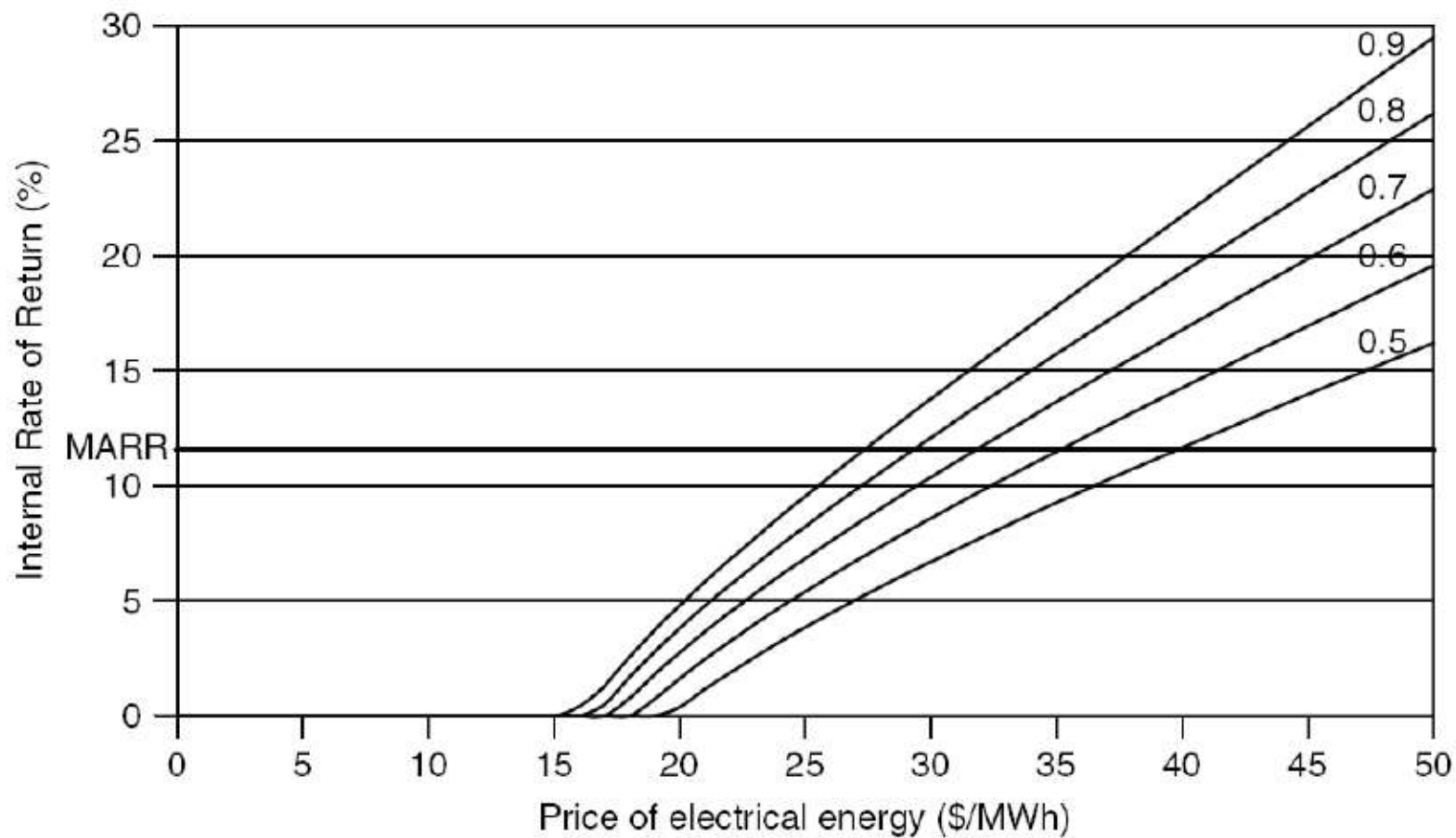
سال	سرمایه گذاری	تولید	هزینه تولید	درآمد	خالص گردش وجوه نقدی
۰	\$ ۵۱۰۵۰۰۰۰۰	۰	۰	۰	\$ -۵۱۰۵۰۰۰۰۰
۱	۰	۳۵۰۴۰۰۰	\$ ۴۱۲۵۵۲۲۰	\$ ۱۱۲۱۲۸۰۰۰	\$ ۷۰۸۷۲۷۸۰
۲	۰	۳۵۰۴۰۰۰	\$ ۴۱۲۵۵۲۲۰	\$ ۱۱۲۱۲۸۰۰۰	\$ ۷۰۸۷۲۷۸۰
۳	۰	۳۵۰۴۰۰۰	\$ ۴۱۲۵۵۲۲۰	\$ ۱۱۲۱۲۸۰۰۰	\$ ۷۰۸۷۲۷۸۰
...	۰
۳۰	۰	۳۵۰۴۰۰۰	\$ ۴۱۲۵۵۲۲۰	\$ ۱۱۲۱۲۸۰۰۰	\$ ۷۰۸۷۲۷۸۰

IRR=13.58%

MARR=12%

اگر قیمت برق و ضریب بهره بروداری در حد مطلوب نباشد چه خواهد شد؟

بررسی ریسک



مثال 7-2- بررسی نیروگاه سی‌کل ترکیبی

۵۳۳\$/kW	هزینه سرمایه‌گذاری
۳۰ سال	عمر مورد انتظار نیروگاه
۶۹۲۷ Btu/kWh	ارزش حرارتی در خروجی نامی
۳\$/MBtu	هزینه سوخت مورد انتظار

ضرری ب بهره برداری 80% و قیمت برق
32 دلار بر مگاوات ساعت

$$\text{تولید سالانه: } 0.8 \times 500 \text{ MW} \times 8760 \text{ h/year} = 3504000 \text{ MWh}$$

$$\text{درآمد سالانه: } 3504000 \text{ MWh} \times 32 \text{ \$/MWh} = 112128000 \text{ \$}$$

$$\text{هزینه سرمایه‌گذاری: } 533 \text{ \$/KW} \times 500 \text{ MW} = 266500000 \text{ \$}$$

$$\text{هزینه تولید سالانه: } 3504000 \text{ MWh} \times 6927 \text{ Btu/KWh} \times 3 \text{ \$/MBtu} = 72816624 \text{ \$}$$

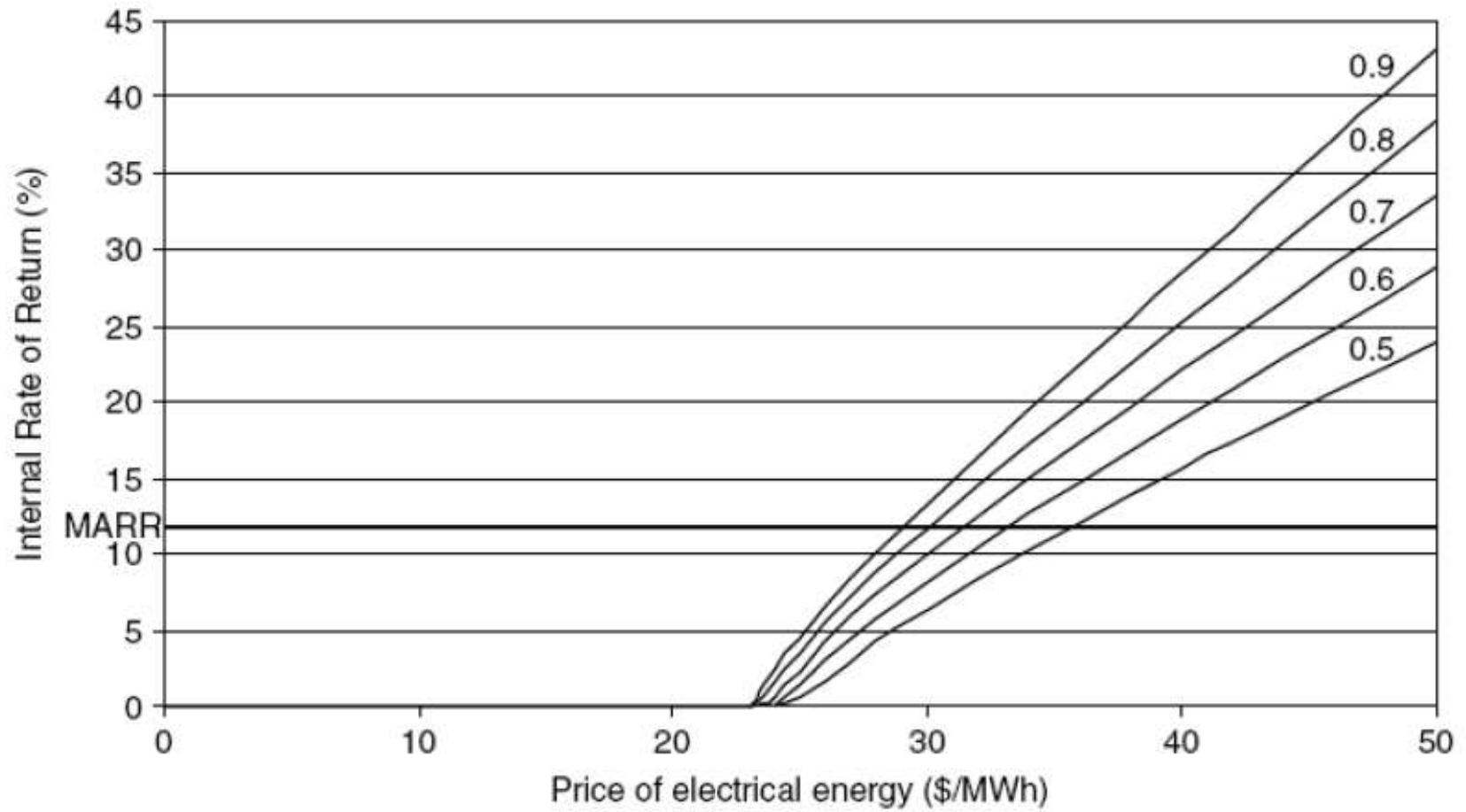
مثال 2-7

خالص گردش وجوه نقدی افزایشی	هزینه تولید نیروگاه زغال سنگ (D)	هزینه تولید نیروگاه (C) CCGT	سرمایه گذاری نیروگاه زغال سنگ (B)	سرمایه گذاری نیروگاه (A) CCGT	سال A-B+C- D
\$ -۲۴۴۰۰۰۰۰۰	۰	۰	\$ ۵۱۰۵۰۰۰۰۰	\$ ۲۶۶۵۰۰۰۰۰	۰
\$ ۳۱۵۶۱۴۰۰۴	\$ ۴۱۲۵۵۲۲۰	\$ ۷۲۸۱۶۶۲۴	۰	۰	۱
\$ ۳۱۵۶۱۴۰۰۴	\$ ۴۱۲۵۵۲۲۰	\$ ۷۲۸۱۶۶۲۴	۰	۰	۲
\$ ۳۱۵۶۱۴۰۰۴	\$ ۴۱۲۵۵۲۲۰	\$ ۷۲۸۱۶۶۲۴	۰	۰	۳
...
\$ ۳۱۵۶۱۴۰۰۴	\$ ۴۱۲۵۵۲۲۰	\$ ۷۲۸۱۶۶۲۴	۰	۰	۳۰

IRR=12.56%

MARR=12%

مثال 2-7



مثال ۷-۳- نیروگاه بادی ۱۰۰ مگاواتی

۹۱۹\$/kW	هزینه سرمایه‌گذاری
۳۰ سال	عمر مورد انتظار نیروگاه
صفر	نرخ حرارتی در خروجی نامی
صفر	هزینه سوخت مورد انتظار

از آنجا که باد رایگان است و از هزینه تعمیرات و بهره‌برداری در برآورد اولیه صرف نظر می‌شود نیازی به محاسبه هزینه تولید سالانه نیست

ضریب بهره‌برداری نیروگاه بادی = 35%

$$\text{تولید سالانه: } 100 \text{ MW} \times 8760 \text{ h/year} \times 0.35 = 30660 \text{ MWh}$$

$$\text{درآمد سالانه: } 30660 \text{ MWh} \times 32 \text{ \$/MWh} = 9811200 \text{ \$}$$

مثال ۷-۳- نیروگاه بادی ۱۰۰ مگاواتی

سال	سرمایه گذاری	تولید	هزینه تولید	درآمد	خالص گردش وجوه نقدی
۰	\$ ۹۱۹۰۰۰۰۰	۰	۰	۰	\$ -۹۱۹۰۰۰۰۰
۱	۰	۳۰۶۶۰۰	۰	\$ ۹۸۱۱۲۰۰	\$ ۹۸۱۱۲۰۰
۲	۰	۳۰۶۶۰۰	۰	\$ ۹۸۱۱۲۰۰	\$ ۹۸۱۱۲۰۰
۳	۰	۳۰۶۶۰۰	۰	\$ ۹۸۱۱۲۰۰	\$ ۹۸۱۱۲۰۰
...
۳۰	۰	۳۰۶۶۰۰	۰	\$ ۹۸۱۱۲۰۰	\$ ۹۸۱۱۲۰۰

در مدت ۳۰ سال عمر مورد انتظار نیروگاه بادی، جریان خالص گردش وجوه نقدی نشان داده شده در ستون آخر جدول، مقدار نرخ بازگشت داخلی برابر با ۰/۰۸/۱۰٪ را نتیجه می‌دهد. این مقدار کمتر از ۱۲٪ بازگشتی است که شرکت برق Borduria آن را قابل قبول می‌داند؛ اما مقدار ۱۰٪ حداقل نرخ بازگشت قابل قبول شرکت برق بادی Syldavian را ارضا می‌کند.

از رده خارج کردن ظرفیت تولید

- تصمیم برای احداث نیروگاه ذغال سنگ سوز مثال 1-7 قطعی می شود.
- افزایش بهای سوخت بعد از 15 سال به 2.35 دلار بر مگاوات ساعت
- وضع مالیات برای آلودگی ناشی از سوختهای فسیلی معادل 1\$/MWh
- تحت این شرایط هزینه حدی نیروگاه:

$$2/35\$/\text{MBtu} \times 9419\text{Btu}/\text{kWh} + 1\$/\text{MWh} = 23/135\$/\text{MWh}$$

- افزایش تعداد رقبا و کاهش قیمت برق به 23 \$/MWh و زیان سالانه:

$$(23/13456 - 23)\$/\text{MWh} \times 0.8 \times 500\text{MW} \times 8760\text{h}/\text{year} = 4730.4\text{\$}$$

- پیش بینی قیمت برق در سالهای آینده: کاهش به 22 \$/MWh
- تصمیم به خاتمه بهره برداری از نیروگاه و استرداد ارزش زمین نیروگاه به میزبان 10M\$

از رده خارج کردن ظرفیت تولید

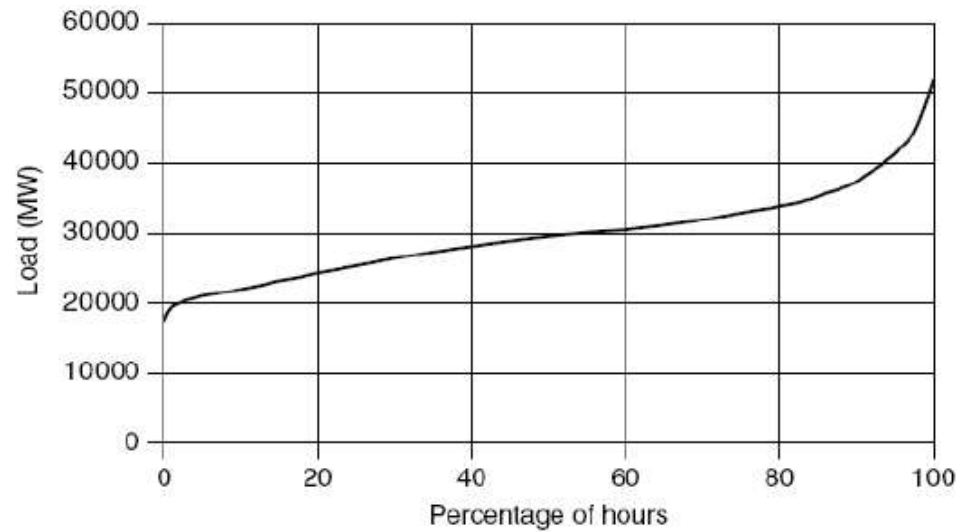
- بررسی گزینه دیگر قبل از برکناری نیروگاه:
- استفاده از سوخت جایگزین با بهای $1.6 \text{ \$/Mbtu}$ به همراه سرمایه گذاری پنجاه میلیون دلار
- افزایش نرخ حرارتی واحد را به 11500 Btu/KWh ناشی از تغییر سوخت
- در ۱۵ سال آینده»

سال	سرمایه گذاری	تولید	هزینه تولید	درآمد	خالص گردش وجوه نقدی
۰	۵۰۰۰۰۰۰ \$	۰	۰	۰	-۵۰۰۰۰۰۰ \$
۱	۰	۳۵۰۴۰۰۰	۷۰۷۹۸۳۲۰ \$	۷۷۰۸۸۰۰۰ \$	۶۲۸۹۶۸۰ \$
۲	۰	۳۵۰۴۰۰۰	۷۰۷۹۸۳۲۰ \$	۷۷۰۸۸۰۰۰ \$	۶۲۸۹۶۸۰ \$

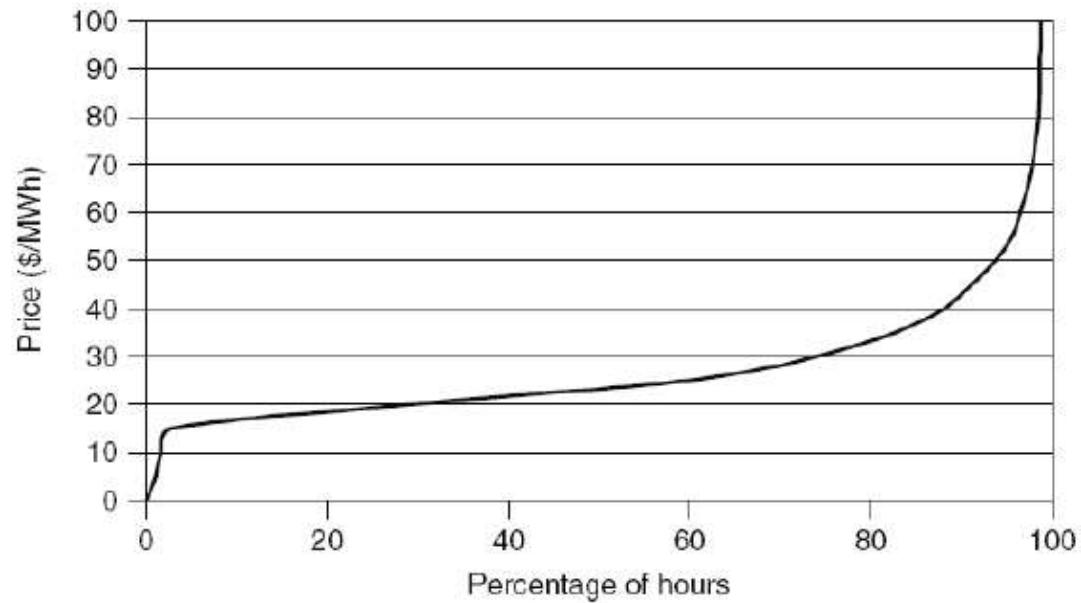
سال	سرمایه گذاری	تولید	هزینه تولید	درآمد	خالص گردش وجوه نقدی
۳	۰	۳۵۰۴۰۰۰	۷۰۷۹۸۳۲۰ \$	۷۷۰۸۸۰۰۰ \$	۶۲۸۹۶۸۰ \$
...	۰
۱۵	۰	۳۵۰۴۰۰۰	۷۰۷۹۸۳۲۰ \$	۸۷۰۸۸۰۰۰ \$	۱۶۲۸۹۶۸۰ \$

ارزش حاضر خالص طرح = -4763285 دلار و خاتمه بهره برداری از نیروگاه

تأثیر تقاضای متناوب



شکل ۷-۴ منحنی تداوم بار برای سیستم PJM در طول سال ۱۹۹۹ (منبع: www.pjm.com)



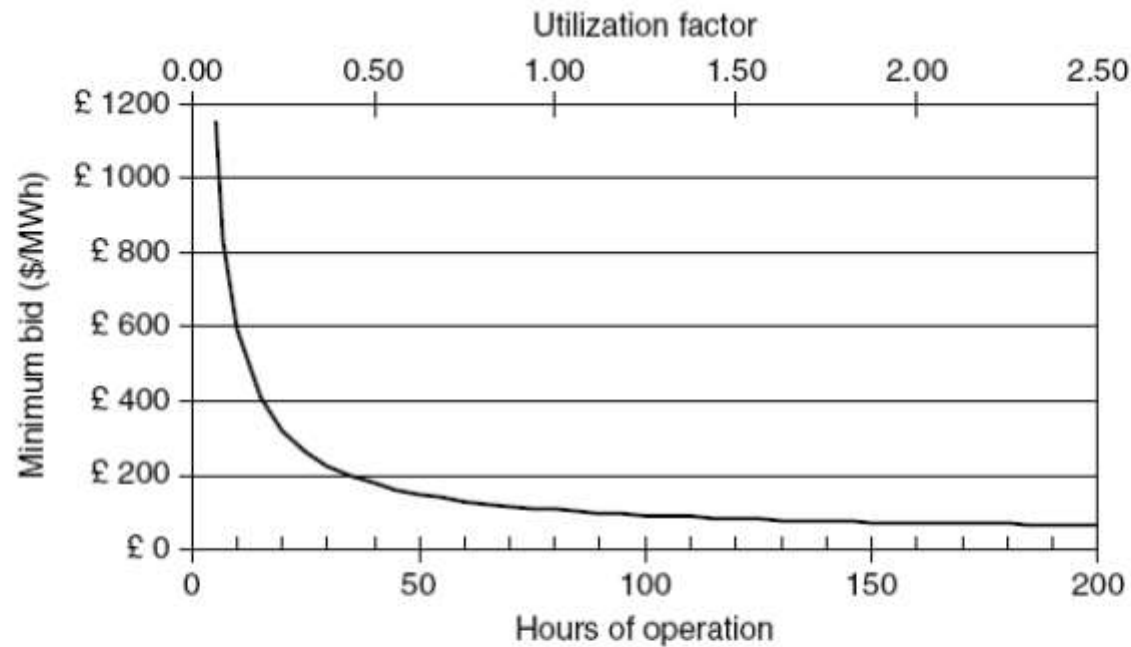
مثال 5-7

- تصمیم گیری در نیروگاه قدیمی ۵۰ مگاواتی
- ارزش حرارتی 12000 Btu/KWh و بهای سوخت $3 \text{ \$/MBtu}$
- هزینه های ثابت = 280000 دلار
- برآورد حداقل قیمتی که این نیروگاه با پیشنهاد آن بتواند همه هزینه های خود را پوشش دهد.

$$\text{تولید (MWh)} \times \text{پیشنهاد (\$/MWh)} =$$

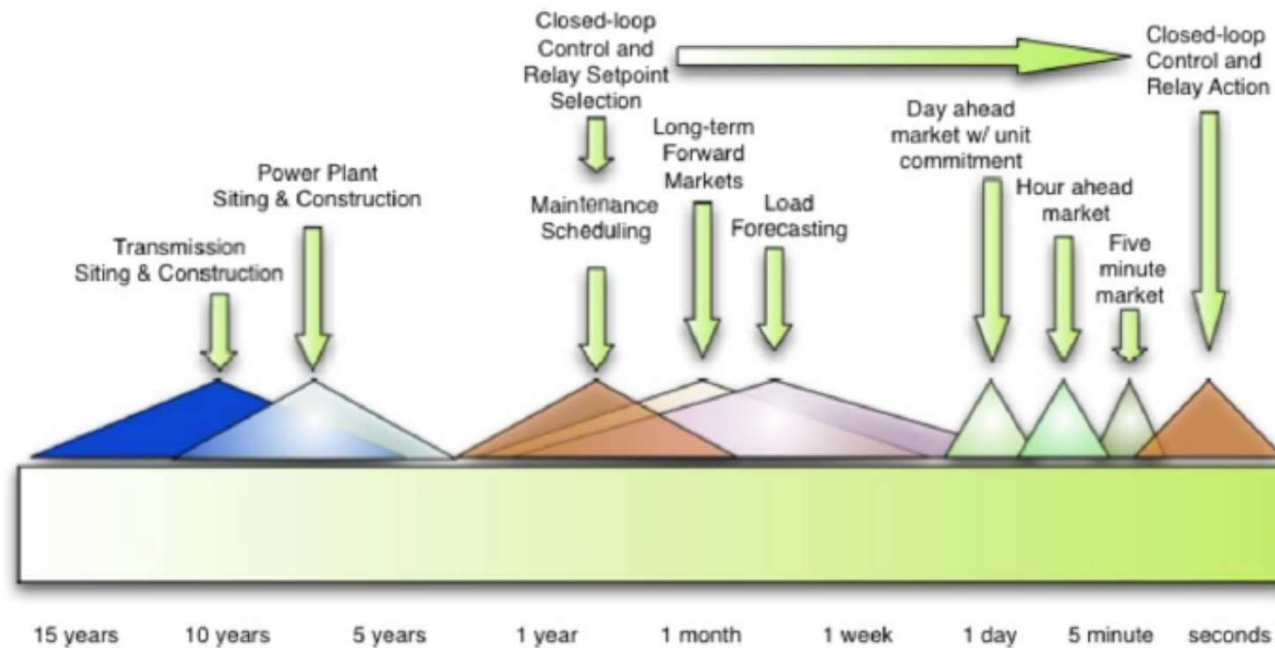
$$\text{هزینه ثابت (\$)} + \text{تولید (MWh)} \times \text{ارزش حرارتی (Btu/kWh)} \times \text{هزینه سوخت (\$/MBtu)}$$

مثال 5-7



شکل ۶-۷ حداقل پیشنهاد قیمتی که نیروگاه Skunk River مثال ۵-۷ باید جهت پوشش هزینه‌های ثابت و متغیر خود ارائه دهد، به صورت تابعی از تعداد ساعات بهره‌برداری در بار کامل که این نیروگاه انتظار دستیابی به آن را دارد.

Hierarchical Framework



representative decision-making timescales in electric power systems.

$$\begin{aligned}
& \text{Minimize } \sum_i K_i X_i \\
& - \sum_w \varphi_w \sum_t \sigma_t \left\{ \left(\sum_{i, [n:i \in \Psi_n]} P_{tiw}^S \lambda_{tnw} - \sum_i P_{tiw}^S C_i^S \right) \right. \\
& \left. + \left(\sum_{k, [n:k \in \Psi_n]} P_{tkw}^{ES} \lambda_{tnw} - \sum_k P_{tkw}^{ES} C_k^{ES} \right) \right\} \quad (1)
\end{aligned}$$

subject to :

$$X_i = \sum_h u_{ih} X_{ih}, \quad \sum_h u_{ih} = 1, \quad u_{ih} \in \{0, 1\}, \quad \forall i \quad (2)$$

$$\begin{aligned}
& \lambda_{tnw}, P_{tiw}^S, P_{tkw}^{ES} \in \arg \min \left\{ \sum_i \alpha_{tiw}^S P_{tiw}^S \right. \\
& \left. + \sum_k \alpha_{tkw}^{ES} P_{tkw}^{ES} + \sum_j C_{tjw}^O P_{tjw}^O - \sum_d U_{td}^D P_{tdw}^D \right\} \quad (3)
\end{aligned}$$

subject to :

$$\begin{aligned}
& \sum_{d \in \Psi_n} P_{tdw}^D + \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm} (\theta_{tnw} - \theta_{tmw}) - \sum_{i \in \Psi_n} P_{tiw}^S \\
& - \sum_{k \in \Psi_n} P_{tkw}^{ES} - \sum_{j \in \Psi_n} P_{tjw}^O = 0 : \lambda_{tnw}, \quad \forall n \quad (4)
\end{aligned}$$

$$0 \leq P_{tiw}^S \leq X_i : \mu_{tiw}^{S^{\min}}, \mu_{tiw}^{S^{\max}}, \quad \forall i \quad (5)$$

$$0 \leq P_{tkw}^{ES} \leq P_k^{ES^{\max}} : \mu_{tkw}^{ES^{\min}}, \mu_{tkw}^{ES^{\max}}, \quad \forall k \quad (6)$$

$$0 \leq P_{tjw}^O \leq P_{jw}^{O^{\max}} : \mu_{tjw}^{O^{\min}}, \mu_{tjw}^{O^{\max}}, \quad \forall j \quad (7)$$

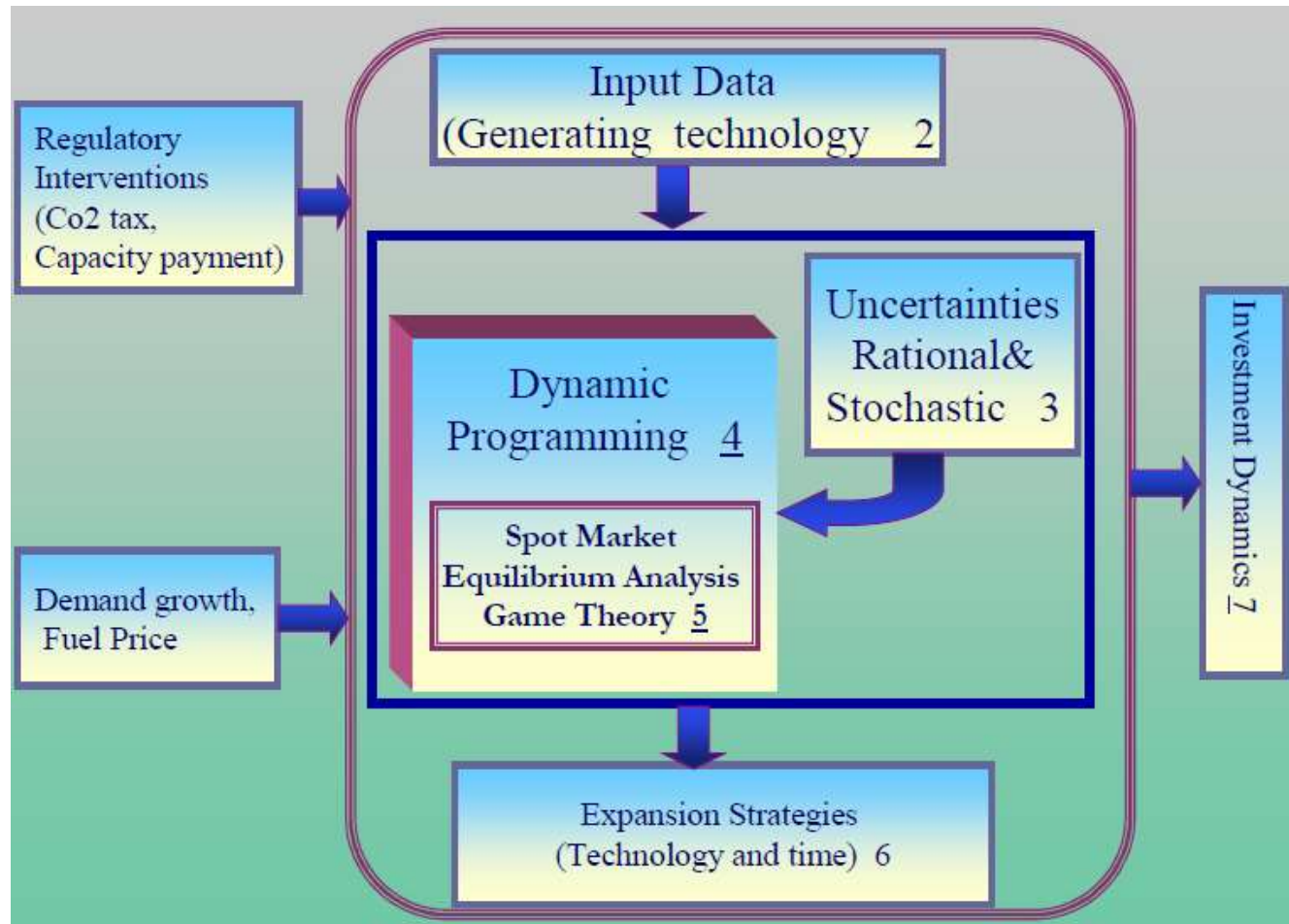
$$0 \leq P_{tdw}^D \leq P_{td}^{D^{\max}} : \mu_{tdw}^{D^{\min}}, \mu_{tdw}^{D^{\max}}, \quad \forall d \quad (8)$$

$$\begin{aligned}
& - F_{nm}^{\max} \leq B_{nm} (\theta_{tnw} - \theta_{tmw}) \leq F_{nm}^{\max} : \nu_{tnmw}^{\min}, \nu_{tnmw}^{\max} \\
& \forall n, \forall m \in \Omega_n \quad (9)
\end{aligned}$$

$$-\pi \leq \theta_{tnw} \leq \pi : \xi_{tnw}^{\min}, \xi_{tnw}^{\max}, \quad \forall n \quad (10)$$

$$\left. \theta_{tnw} = 0 : \xi_{tw}^1, n = 1 \right\} \quad \forall t, \forall w. \quad (11)$$

A GEP Framework



$$B_{total} = \text{Max} E \left\{ \sum_{k=0}^{T-1} \left[(1+r)^{-k} \cdot B_k(X_k, L_k, F_k, U_k) \right] + (1+r)^{-T} \cdot B_T(X_T, L_T, F_T) \right\}$$

سود کل سرمایه گذار

$$X_{k+1} = X_k + U_{k-lt+1}$$

$$L_{k+1} = L_k + \omega_{L,k}$$

$$F_{k+1} = F_k + \omega_{F,k}$$

$$B_T(X_T, L_T, F_T, \omega_s) = B_T(X_T, L_T, F_T, \omega_s | U_T = 0)$$

برنامه ریزی دینامیکی پیشرو

$$B_k(X_k, L_k, F_k, U_k, \omega_s) = \text{Max} \left\{ \begin{array}{l} B_k(X_k, L_k, F_k, U_k, \omega_s) + \\ + (1+r) \cdot E_{\omega_{L,k}} [B_{k-1}(f(X_k, L_k, F_k, U_k, \omega_{L,k}))] \end{array} \right\}$$

$$B_k(X_k, L_k, F_k, U_k) = E_{\omega_s} [B_{e.energy,k}(X_k, L_k, F_k)] + B_{capacity,k,i}(U_{k,i}, L_k)$$

$$- C_{inv,k,i}(U_{k,i}) - C_{trasm,k}$$

سود در هر مرحله (سال)

$$B_{e,energy,k} = \text{Max} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{l=1}^{N_l} d_{ksl} \cdot (g_{e,ksl} - q_{e,ksl}) \cdot \pi_{ksl}$$

$$+ \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{l=1}^{N_l} d_{ksl} \cdot q_{e,ksl} \cdot \pi'_{ksl} - \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{l=1}^{N_l} d_{s,l} \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_{e,t}} F_{t,k} \cdot H_t(p_{t,ksl}) \right) - \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{l=1}^{N_l} d_{s,l} \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_{e,t}} TR_{t,k} \cdot E_t(p_{t,ksl}) \right)$$

$$\sum_{l=1}^{N_l} d_{ksl} \cdot p_{h,ksl} \leq A_{hk} \text{ for } h = 1, \dots, N_h \quad D_{ksl}(\pi_{ksl}) = -A_{ksl} \cdot \pi_{ksl} + B_{ksl}$$

$$g_{e,ksl} \leq D_{ksl} \quad A_{ksl} = \varepsilon \cdot \frac{D_{base,ksl}}{\pi_{base,ksl}}$$

$$p_{t \min} \leq p_{t,ksl} \leq p_{t \max}$$

$$B_{ksl} = D_{base,ksl} \cdot (1 + \varepsilon)$$

$$p_{h \min} \leq p_{h,ksl} \leq p_{h \max}$$

$$g_{e,ksl} = \sum_{t=1}^{N_t} p_{t,ksl} + \sum_{h=1}^{N_{e,h}} p_{h,ksl}$$

Wind Power Investment: A Benders Decomposition Approach

Luis Baringo, *Student Member, IEEE*, and Antonio J. Conejo, *Fellow, IEEE*

Minimize $\Delta^{\text{UL}} \cup \Delta_{t\omega}^{\text{LL}}, \forall t, \omega$

$$\sum_{n \in \Omega^N} \tilde{c}_n^{\text{inv}} X_n - \sum_{t \in \Omega^T} N_t^{\text{h}} \sum_{\omega \in \Psi_t^\omega} \gamma_{t\omega} \left[\sum_{n \in \Omega^N} \lambda_{n,t\omega} P_{n,t\omega} \right] \quad (1a)$$

subject to

$$X_n = \sum_{l \in \Psi_n^L} u_n^l \rho_n^l, \quad \forall n \quad (1b)$$

$$\sum_{l \in \Psi_n^L} u_n^l = 1, \quad \forall n; \quad u_n^l = \{0, 1\}, \quad \forall n, \forall l \quad (1c)$$

$$\sum_{n \in \Omega^N} c_n^{\text{inv}} X_n \leq c_{\text{max}}^{\text{inv}} \quad (1d)$$

$$P_{n,t\omega} \leq k_{n,t\omega} X_n, \quad \forall n, \forall t, \forall \omega \quad (1e)$$

where $\lambda_{n,t\omega} \in \arg \left\{ \right.$

Minimize $\Delta_{t\omega}^{LL}, \forall t, \omega$

$$\sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} c_{ib} g_{ib,t\omega} \quad (2a)$$

subject to

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \Psi_n^G} \sum_{b \in \Omega_i} g_{ib,t\omega} - \sum_{k|o(k)=n} f_{k,t\omega} + \sum_{k|r(k)=n} f_{k,t\omega} \\ + P_{n,t\omega} = \sum_{j \in \Psi_n^D} d_{j,t\omega} : \lambda_{n,t\omega}, \forall n \end{aligned} \quad (2b)$$

$$f_{k,t\omega} = B_k (\delta_{o(k),t\omega} - \delta_{r(k),t\omega}) : \phi_{k,t\omega}, \forall k \quad (2c)$$

$$-f_k^{\max} \leq f_{k,t\omega} \leq f_k^{\max} : \phi_{k,t\omega}^{\min}, \phi_{k,t\omega}^{\max}, \forall k \quad (2d)$$

$$0 \leq g_{ib,t\omega} \leq g_{ib}^{\max} : \varphi_{ib,t\omega}^{\min}, \varphi_{ib,t\omega}^{\max}, \forall i, \forall b \quad (2e)$$

$$-\pi \leq \delta_{n,t\omega} \leq \pi : \xi_{n,t\omega}^{\min}, \xi_{n,t\omega}^{\max}, \forall n \setminus n : \text{ref.} \quad (2f)$$

$$\delta_{n,t\omega} = 0 : \chi_{n,t\omega}, \quad n : \text{ref.} \quad (2g)$$

$\left. \vphantom{\sum_{i \in \Psi_n^G} \sum_{b \in \Omega_i} c_{ib} g_{ib,t\omega}} \right\} \forall t, \forall \omega.$

Risk-Constrained Multi-Stage Wind Power Investment

Luis Baringo, *Student Member, IEEE*, and Antonio J. Conejo, *Fellow, IEEE*

$$\begin{aligned}
 & \text{Maximize}_{\Delta_{UL}^{(t)}(\gamma), \Delta_{LL,\nu}^{(t)}(\gamma)} \\
 & \sum_{\gamma \in \Omega_\gamma} \tau(\gamma) \left\{ \sum_{t \in \Omega^T} \left[\sum_{\nu \in \Omega_\nu} \vartheta_\nu \sum_{n \in \Omega^N} \lambda_{n,\nu}^{(t)}(\gamma) P_{n,\nu}^{W,(t)}(\gamma) \right. \right. \\
 & \quad \left. \left. - a^{(t)} \sum_{n \in \Omega^N} c_n^{(t)}(\gamma) X_n^{(t)}(\gamma) \right] \right\} \\
 & + \beta \left(\zeta - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{\gamma \in \Omega_\gamma} \tau(\gamma) \eta(\gamma) \right) \tag{1a}
 \end{aligned}$$

subject to

$$P_{n,\nu}^{\text{W},(t)}(\gamma) \leq k_{n,\nu}^{\text{W}} \sum_{m \leq t} X_n^{(m)}(\gamma), \quad \forall t, \forall n, \forall \nu, \forall \gamma \quad (1b)$$

$$\sum_{n \in \Omega^N} c_n^{(t)}(\gamma) X_n^{(t)}(\gamma) \leq c_{\max}^{(t)}, \quad \forall t, \forall \gamma \quad (1c)$$

$$0 \leq \sum_{t \in \Omega^T} X_n^{(t)}(\gamma) \leq X_n^{\max}, \quad \forall n, \forall \gamma \quad (1d)$$

$$X_n^{(1)}(\gamma) = X_n^{(1)}, \quad \forall n, \forall \gamma \quad (1e)$$

$$X_n^{(t)}(\gamma_l) = X_n^{(t)}(\gamma_{\tilde{l}}),$$

$$\forall n, \forall t \neq 1, \forall l, \tilde{l}: \Upsilon^{(m)}(\gamma_l) = \Upsilon^{(m)}(\gamma_{\tilde{l}}), \quad \forall m < t \quad (1f)$$

$$P_{n,\nu}^{\text{W},(t)}(\gamma_l) = P_{n,\nu}^{\text{W},(t)}(\gamma_{\tilde{l}}),$$

$$\forall n, \forall \nu, \forall t, \forall l, \tilde{l}: \Upsilon^{(m)}(\gamma_l) = \Upsilon^{(m)}(\gamma_{\tilde{l}}), \quad \forall m \leq t \quad (1g)$$

$$\zeta - \sum_{t \in \Omega^T} \left[\sum_{\nu \in \Omega_\nu} \vartheta_\nu \sum_{n \in \Omega^N} \lambda_{n,\nu}^{(t)}(\gamma) P_{n,\nu}^{\text{W},(t)}(\gamma) - a^{(t)} \sum_{n \in \Omega^N} c_n^{(t)}(\gamma) X_n^{(t)}(\gamma) \right] \leq \eta(\gamma), \quad \forall \gamma \quad (1h)$$

$$\eta(\gamma) \geq 0, \quad \forall \gamma \quad (1i)$$

where $\lambda_{n,\nu}^{(t)}(\gamma) \in \arg \left\{ \right.$

Minimize $\Delta_{\text{LL},\nu}^{(t)}(\gamma)$

$$\sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} c_{ib} g_{ib,\nu}^{(t)}(\gamma) \quad (2a)$$

subject to

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in \Psi_n^G} \sum_{b \in \Omega_i} g_{ib,\nu}^{(t)}(\gamma) - \sum_{k|o(k)=n} f_{k,\nu}^{(t)}(\gamma) + \sum_{k|r(k)=n} f_{k,\nu}^{(t)}(\gamma) \\ & + P_{n,\nu}^{\text{W},(t)}(\gamma) = \sum_{j \in \Psi_n^D} d_j^{\text{max},(t)}(\gamma) k_{j,\nu}^D, \quad \forall n \end{aligned} \quad (2b)$$

$$f_{k,\nu}^{(t)}(\gamma) = B_k \left(\delta_{o(k),\nu}^{(t)}(\gamma) - \delta_{r(k),\nu}^{(t)}(\gamma) \right), \quad \forall k \quad (2c)$$

$$-f_k^{\text{max}} \leq f_{k,\nu}^{(t)}(\gamma) \leq f_k^{\text{max}}, \quad \forall k \quad (2d)$$

$$0 \leq g_{ib,\nu}^{(t)}(\gamma) \leq g_{ib}^{\text{max}}, \quad \forall i, \quad \forall b \quad (2e)$$

$$-\pi \leq \delta_{n,\nu}^{(t)}(\gamma) \leq \pi, \quad \forall n \setminus n : \text{ref.} \quad (2f)$$

$$\delta_{n,\nu}^{(t)}(\gamma) = 0, \quad n : \text{ref.} \quad (2g)$$

} $\forall t, \forall \nu, \forall \gamma$

$$\begin{aligned} & \Delta_{\text{LL},\nu}^{(t)}(\gamma_l) = \Delta_{\text{LL},\nu}^{(t)}(\gamma_{\tilde{l}}), \\ & \forall \nu, \forall t, \forall l, \tilde{l} : \Upsilon^{(m)}(\gamma_l) = \Upsilon^{(m)}(\gamma_{\tilde{l}}), \quad \forall m \leq t. \end{aligned} \quad (2h)$$

Strategic Wind Power Investment

Luis Baringo, *Member, IEEE*, and Antonio J. Conejo, *Fellow, IEEE*

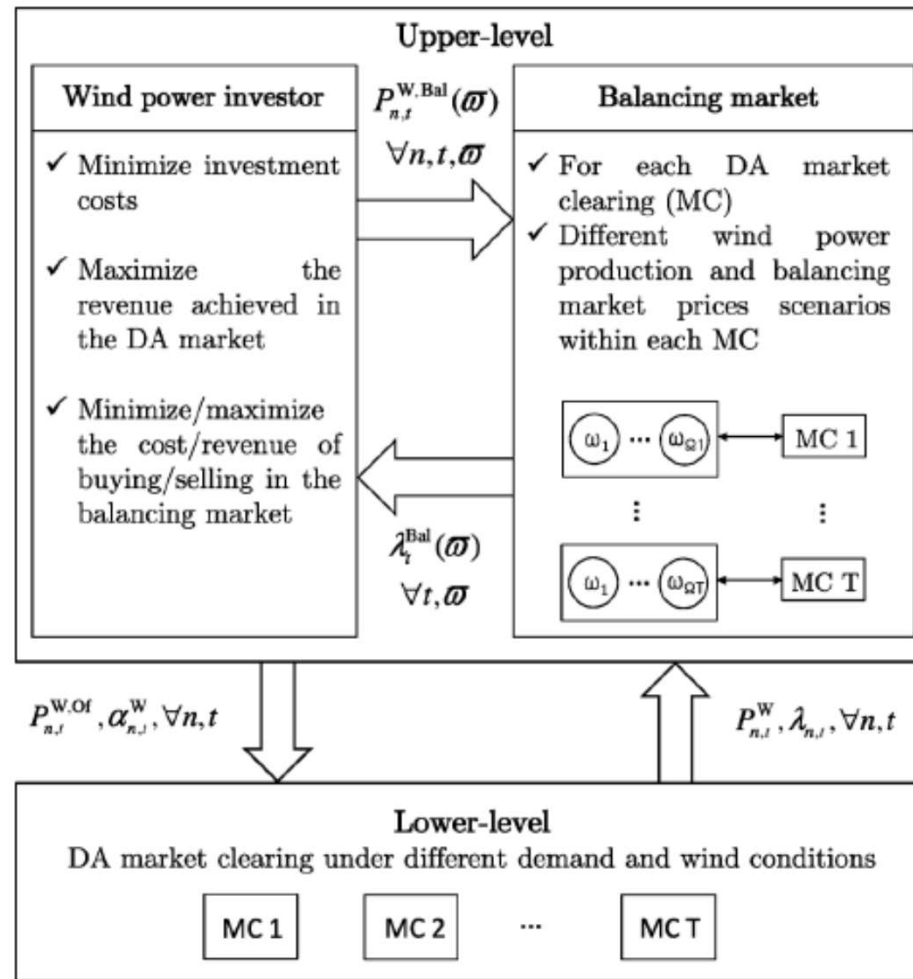
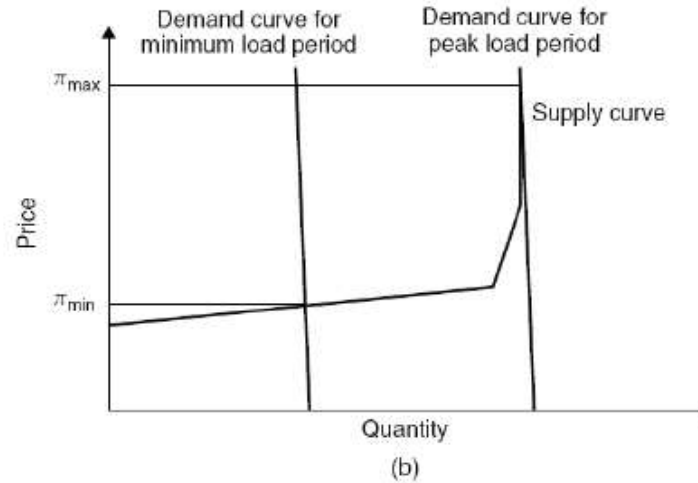
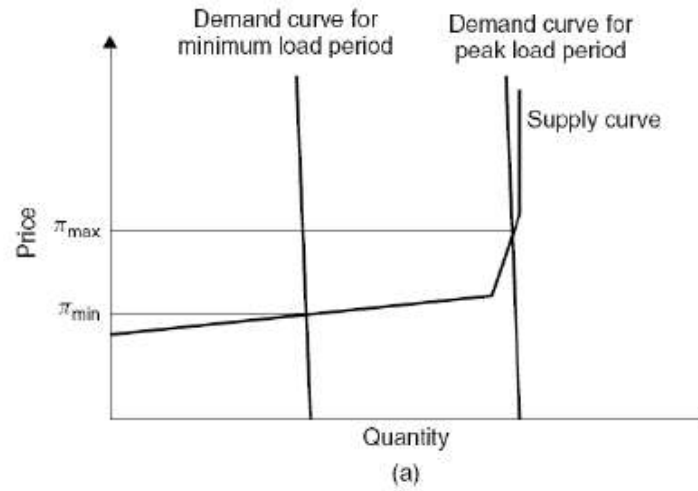


Fig. 4. Problem structure.

ظرفیت تولید از دیدگاه مشتری

- عدم وجود اجبار برای توسعه ظرفیت تولید در محیط‌های مقررات زدایی شده
- ظرفیت کل تولید از تصمیم‌گیری‌های انفرادی مبتنی بر تلقی از وجود فرصت‌های سودآور حاصل می‌شود
- آیا سود قابل حصول در بازار انرژی الکتریکی می‌تواند انگیزه کافی برای تصمیم به ساخت ظرفیت جدید تولید ایجاد نماید؟
- اگر این سودها راضی‌کننده نباشند، توسعه مبتنی بر بازار باید توسط یک سازوکار متمرکز پشتیبانی شود.
- این سازوکار به قصد تضمین و تشویقی برای آماده بودن مقدار معینی ظرفیت نیروگاهی طراحی می‌شود.

ایجاد انگیزه توسعه توسط بازار انرژی الکتریکی



شکل ۷-۷ شرح سازوکاری که در بازار انرژی الکتریکی جهش قیمت به وجود می آورد. الف- ظرفیت تولید کافی ب- ظرفیت تولید ناکافی

- جهش های قیمت به روشنی پیام میدهند که ظرفیت کافی برای برآوردن تقاضا وجود ندارد و درآمد اضافی ناشی از این جهشها، برای انگیزه دادن به شرکت های تولیدی برای سرمایه گذاری در ظرفیت تولیدی جدید و یا آماده نگه داشتن واحدهای قدیمی ضروری است
- غیر قابل تحمل بودن جهشهای قیمتی از دید مصرف کنندگان
- افزایش کشش پذیری تقاضا به قیمت
- ایجاد انگیزه قوی در مصرف کنندگان در انعقاد قراردادهایی با تولید کنندگان و ترغیب آنها برای سرمایه گذاری و دستیابی به تعادل در بلند مدت
- موانع دستیابی به تعادل:
- فناوری مورد نیاز برای اینکه بخشی کافی از تقاضا به سیگنال های کوتاه مدت قیمت پاسخ دهد، هنوز موجود نیست
- همچنین جهش های قیمت عواقب اجتماعی غیر قابل قبولی دارد

- بسیاری از بازارهای برق سقف قیمتی را در نظر می گیرند تا مانع از جهشهای بزرگ در قیمت شود
- در نظر گرفتن سقف برای قیمت، بخش مهمی از انگیزه های ساخت یا حفظ ظرفیت های تولیدی را از بین می برد
- بازار برقی که به جهشهای قیمت انرژی الکتریکی به عنوان مشوقی برای توسعه ظرفیت تولید تکیه نماید، برای سرمایه گذارها هم لزوماً مناسب نیست.
- تصمیم به سرمایه گذاری بر مبنای چنین سیگنال هایی، بیانگر ریسک قابل ملاحظه ای برای سرمایه گذارها می باشد

- مدت زمان لازم برای اخذ مجوز طراحی و ساخت نیروگاه، می تواند باعث بی ثباتی در بازار شود
- چنین چرخه های رونق و رکود در بلندمدت به نفع تولیدکنندگان و مصرف کنندگان نیستند

پرداخت بابت ظرفیت

- پرداخت های بابت ظرفیت، جریانی از درآمد را شکل می دهند که مستقل از درآمد مولدها از بازار انرژی الکتریکی است.
- جبران بخشی از هزینه های سرمایه گذاری و ایجاد رغبت در آماده نگه داشتن واحدها
- کاهش ریسک سرمایه گذاری و توزیع پرداخت ظرفیت بین مصرف کنندگان
- در بلندمدت سرمایه گذاری صرف توسعه تولید می شود حال آنکه برای کنترل تقاضا سرمایه گذاری کمی می شود.
- روش واضحی برای تعیین مقدار کل پرداخت بابت ظرفیت و یا نرخ پرداختی به ازای هر مگاوات ظرفیت نصب شده وجود ندارد.
- به هر نیروگاه چقدر باید پرداخت گردد؟ آیا پرداختها باید برای نیروگاههای آبی و حرارتی یکسان باشد؟ آیا به موقعیت فیزیکی نیروگاهها وابسته است؟
- از آنجا که پرداخت های بابت ظرفیت وابسته به هیچ معیار عملکردی نیستند، معلوم نیست که آیا واقعاً باعث افزایش قابلیت اطمینان شوند یا خیر.

- افزایش قیمت انرژی توسط مولفه ظرفیت

$$CE_t = VOLL \times LOLP_t$$

- متفاوت بودن مولفه ظرفیتی در بازه های مختلف زمانی و ایجاد جهشهای قیمت
- ارزش بار از دست رفته بعنوان سقف قیمتی
- تقسیمی مبلغ جمع شده در هر بازه نیم ساعت بین واحدهای تولید آماده

بازار ظرفیت

- هدف گذاری برای کفایت تولید و محاسبه مقدار ظرفیت مورد نیاز
- الزام خرده فروشان و مصرف کنندگان بزرگ به خرید ظرفیت
- قیمت آن وابسته به ظرفیت پیشنهادی است
- بازه زمانی بازار ظرفیت موضوع مهمی است (خرده فروشان یک بازه کوتاه تر (یک ماه یا کمتر) را ترجیح می دهند)
- گام زمانی بزرگتر (فصلی و یا سالیانه) از دیدگاه مولدها مطلوبتر است
- انتخاب روشی مناسب برای ارزیابی و پاداش به عملکرد مولدها دومین موضوع مهم در طراحی یک بازار ظرفیت است
- روش باید قابلیت اطمینان سیستم را دنبال کند و به مولدهای مطمئن پاداش و مولدهای نامطمئن را به از رده خارج شدن ترغیب نماید

بازار ظرفیت

- در بازار PJM مقدار ظرفیت پیشنهادی واحدها بر اساس نرخ خروج اضطراری واحدها در گذشته، تعیین می شود
- ایجاد انگیزه برای کاهش نااطمینانی واحدها
- انتفاع یک خریدار انرژی که ظرفیت هدف را خریداری کرده است
- بنابراین باید پرداختی بابت کمبود و یا جریمه به هر بازیگر که الزامات خود را برآورده نمیکند، تحمیل شود.