مدل هزينه نهايي انرژي الكتريكي در منطقه خور و بيابانك

عليمراد شريفي[1]، دارا فتوحي[2]، بهزاد تيموري [3]
۱ـ دانشكده علوم اداري و اقتصاد دانشگاه اصفهان
۲ـ شهرك علمي و تحقيقاتي اصفهان
۳ـ مركز تحقيقات و توليد سوخت اصفهان

خلاصه

تأمين انرژي الكتريكي مورد نياز خانوارها، چاههاي آب كشاورزي و معادن صنعتي در مناطق دور افتاده كه گسترش شبكه انتقال و توزيع نيرو به آن مستلزم صرف هزينه‌هاي هنگفت مي‌باشد از مسائل عمده در صنعت برق كشورهاي در حال توسعه به ويژه ايران است. در حال حاضر تأمين انرژي الكتريكي در مناطق دور افتاده كشور از جمله "خور و بيابانك" توسط نيروگاههاي ديزلي صورت مي‌پذيرد كه بديهي است داراي هزينه‌هاي عملياتي قابل توجهي بوده است و علاوه بر اينكه قيمت تمام شده انرژي الكتريكي را گران مي‌سازد آلودگي صوتي و مشكلات زيست محيطي از پيامدهاي آن است. براساس پيش‌بيني‌هاي انجام شده بار الكتريكي منطقه طي سالهاي آينده MW ۱۰ برآورد گرديده است كه اين مسئله ضرورت سرمايه‌گذاريهاي جديد براي افزايش ظرفيت توليد را امري اجتناب ناپذير مي‌سازد. در سال ۱۳۷۶ امكان تأمين انرژي الكتريكي از طريق احداث خطوط انتقال kV ۶۳ نائين ـ چوپانان پيشنهاد گرديد كه براساس برنامه زمان‌بندي در شرف اجراست. از سوي ديگر نظر به اينكه منطقه خور و بيابانك داراي پتانسيل بالاي انرژي خورشيدي [۱۹/۹±۱/۴۷ MJ/m^2d] است، امكان مناسبي براي بهره‌برداري از نيروگاه خورشيدي وجود دارد. هدف اين مقاله طراحي يك مدل اقتصادي براساس Screening Curve Analysis مي‌باشد كه در آن عرضه برق برحسب سه مقطع زماني بار پايه، بار مياني و بار پيك صورت مي‌پذيرد. براساس مدل پيشنهادي نيروگاه خورشيدي در بار پايه، پست kV ۶۳ در بار مياني و نيروگاه ديزلي در بار پيك مورد بهره‌برداري قرار مي‌گيرد. در اين مقاله گزينه‌هاي مختلف نيروگاه خورشيدي مورد ارزيابي قرار گرفته، هزينه نهايي انرژي الكتريكي در حالات گوناگون محاسبه و نهايتاً گزينه برتر فني ـ اقتصادي انتخاب مي‌شود.

واژه‌هاي كليدي: هزينه نهايي بلندمدت، نيروگاه گرمايي خورشيدي، پانلهاي فتوولتائيك، خور و بيابانك

PDF-IRI

مقدمه

تأمين انرژي الكتريكي مورد نياز خانوارها، چاههاي آب كشاورزي و معادن صنعتي در مناطق دور افتاده كه گسترش شبكه انتقال و توزيع نيرو به آن مستلزم صرف هزينه‌هاي هنگفت مي‌باشد از مسائل عمده در صنعت برق كشورهاي در حال توسعه به ويژه ايران است. در حال حاضر انرژي الكتريكي در مناطق دوره افتاده كشور از جمله "خور و بيابانك" به وسيله نيروگاههاي ديزلي تأمين مي‌شود كه هزينه‌هاي عملياتي و تعمير و نگهداري زيادي دارند و به همين دليل انرژي الكتريكي توليد شده قيمت تمام شده بالايي داشته و از سوي ديگر سبب آلودگي هواي منطقه و آلودگي صوتي مي‌شود كه زندگي اجتماعي مردم منطقه را با مشكلاتي رو به رو ساخته است.

براساس پيش‌بيني‌هاي انجام شده تقاضاي بار الكتريكي طي سالهاي آينده ۷/۵ تا ۹/۵ مگاوات برآورد گرديده است. كه اين مسئله نياز به سرمايه‌گذاريهاي جديد براي افزايش ظرفيت توليد برق را امري قطعي و اجتناب‌ناپذير ساخته است. براساس برنامه پيشنهادي از سوي شركت برق منطقه‌اي اصفهان، امكان تأمين انرژي الكتريكي به وسيله احداث خطوط انتقال ۶۳ kV نائين ـ چوپانان از سال ۱۳۷۶ به بعد فراهم گرديده است كه براساس برنامه زمان‌بندي در دست اجرا است.

نظر به اينكه مطالعات تابش سنجي منطقه خور و بيابانك حاكي از پتانسيل بالاي انرژي خورشيدي است و از سوي ديگر يكي از اهداف اساسي توسعه بخش انرژي در ايران امكان بهره‌برداري از تكنولوژيهاي نوين انرژي از جمله نيروگاههاي خورشيدي در مناطق دور افتاده و روستايي است بنابراين هدف پروژه تحليل علمي مسئله و نهايتاً انتخاب گزينه برتر فني ـ اقتصادي در اين راستا مي‌باشد.

مباني نظري مدل اقتصادي

بررسي حاضر براساس مدل Screening Curve Analysis انجام شده است. در اين مدل هزينه نهايي توليد برق براساس زمان عملكرد در بار پايه و بار پيك برآورد مي‌شود. هزينه توليد برق نيروگاههاي مختلف با توجه به ويژگيهاي فني ـ اقتصادي نيروگاه، متفاوت است. مثلاً نيروگاههايي كه در زمان بار پايه مورد استفاده قرار مي‌گيرند، داراي هزينه‌هاي عملياتي كم و هزينه سرمايه‌گذاري زياد هستند در مقابل نيروگاههايي كه در زمان پيك مورد استفاده قرار مي‌گيرند، داراي هزينه‌هاي عملياتي زياد و هزينه‌هاي سرمايه‌گذاري كم هستند.

در مقاله حاضر فرض بر اين است كه از سه نوع نيروگاه براي تأمين انرژي الكتريكي در بار پايه،

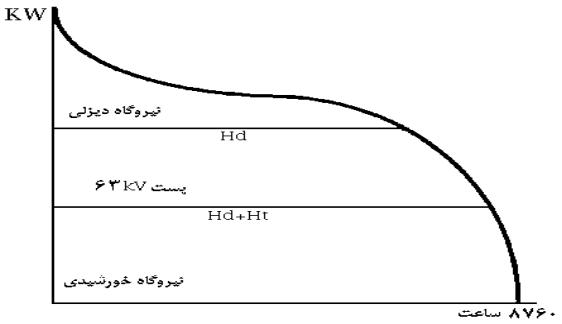
BSERI

مياني و پيك درمنطقه خور و بيابانك استفاده شده است. هر يك از اين نيروگاهها در زمانهاي h_1، h_2، h_3 مورد بهره‌برداري قرار مي‌گيرند. مقدار ساعات بهره‌برداري از هر يك نيروگاهها با كمك پارامترهاي اقتصادي C و V كه در جدول (۱) تشريح شده است، تعيين مي‌شود.

با در نظر گرفتن آرايش بهينه نيروگاهها (merit-order dispatch) روابط $C_1 < C_2 < C_3$ و $V_1 > V_2 > V_3$ برقرار خواهد بود. براي منطقه خور و بيابانك پيشنهاد مي‌گردد كه در ساعات پيك بار از نيروگاه ديزلي خور، در زمان بار مياني از پست انتقال ۶۳ kV كه برق آن از نيروگاههاي بخاري تأمين مي‌شود و در زمان بار پايه از نيروگاه خورشيدي فتوولتائيك و يا نيروگاه گرمايي ـ خورشيدي استفاده شود. شكل (۱) منحني تداوم بار را براي اين سه نوع نيروگاه نشان مي‌دهد.

جدول ۱ـ پارامترهاي اقتصادي مؤثر در ساعات بهره‌برداري از نيروگاه

	پيك	مياني	پايه
هزينه‌هاي سرمايه‌گذاري تنزيل شده (Rls/kW/ سال)	C_1	C_2	C_3
هزينه‌هاي عملياتي (Rls/kWh)	V_1	V_2	V_3



شكل ۱ـ منحني تداوم بار (LDC)

براي محاسبه ساعات بهره‌برداري از سه نيروگاه مذكور از روابط زير استفاده مي‌شود.

- ساعاتي كه نيروگاه ديزلي در مدار قرار مي‌گيرد.

$$h1 = \frac{C_2 - C_1}{V_1 - V_2} \qquad (۱)$$

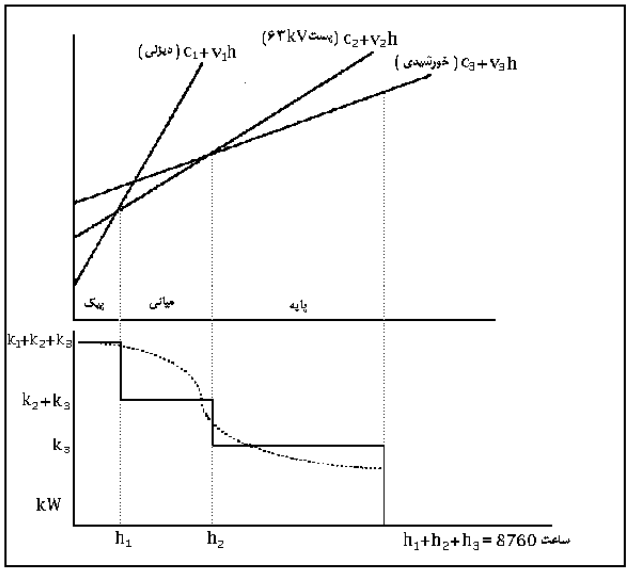
- ساعاتي كه پست ۶۳ kV در مدار قرار مي‌گيرد.

$$h_2 = \frac{C_3 - C_2}{V_2 - V_3} \qquad (۲)$$

- ساعاتي كه نيروگاه خورشيدي مورد بهره‌برداري قرار مي‌گيرد.

$$h_3 = 8760 - h_2 - h_1$$

با مشخص بودن شكل منحني تداوم بار (شكل ۲)، هزينه كل سيستم شامل هزينه‌هاي سرمايه‌گذاري و هزينه‌هاي عملياتي به روش زير به تفكيك ساعات پيك، مياني و پايه محاسبه مي‌گردد.



شكل ۲ـ منحني تداوم بار و بهره‌برداري از نيروگاهها

$$TC = C_1K_1 + C_2K_2 + C_3K_3 + h_1V_1K_1 + (h_1+h_2)V_2K_2 + (h_1+h_2+h_3)V_3K_3 \qquad (۳)$$

كه در آن

$C_۱$ = هزينه سرمايه‌گذاري نيروگاه پيك($/KW/yr)
$C_۲$ = هزينه سرمايه‌گذاري نيروگاه مياني($/KW/yr)
$C_۳$ = هزينه سرمايه‌گذاري نيروگاه پايه($/KW/yr)
$K_۱$ = مقدار ظرفيت نيروگاه پيك(KW)
$K_۲$ = مقدار ظرفيت نيروگاه مياني(KW)
$K_۳$ = مقدار ظرفيت نيروگاه پايه(KW)

بديهي است كه به كمك تابع هزينه فوق، هزينه نهايي توليد انرژي الكتريكي به تفكيك ساعات پيك، مياني و پايه قابل محاسبه خواهد بود.

هزينه برق در زمان بار پيك

با فرض اينكه تقاضاي پيك به ميزان ۱ KW (يا $h_۱$ kwh/yr) افزايش يابد، به منظور اينكه سيستم به صورت بهينه عمل نمايد. ميزان افزايش ظرفيت بايستي به اندازه يك kw باشد (يعني $K_۱+۱$). افزايش هزينه كل سيستم در اين شرايط كه دقيقاً برابر با هزينه نهايي

افزايش تقاضا به ميزان kw ۱ است برابر خواهد بود با:

$$\Delta TC = C_1 + h_1 V_1 (\$) \qquad (٤)$$

$$MC_{peak} = \frac{C_1}{h_1} + V_1 (\$/kwh) \qquad (٥)$$

مفهوم عبارت فوق اين است كه هزينه تأمين برق در زمان بار پيك برابر با هزينه‌هاي عملياتي به اضافه هزينه سرمايه‌گذاري در نيروگاه پيك است.

هزينه برق در زمان بار مياني

حال اگر افزايش تقاضا در زمان بار مياني رخ دهد در اين صورت رفتار بلندمدت سيستم به دو صورت خواهد بود: (۱) افزايش بلندمدت زمان عملكرد نيروگاه پيك به ميزان h_2 ساعت، (۲) نصب يك نيروگاه براي بار مياني كه به مدت $h_2 + h_1$ ساعت در سال مورد بهره‌برداري قرار گيرد و آزادسازي ظرفيت نيروگاه پيك. افزايش هزينه كل در حالت اول برابر است با هزينة عملياتي نيروگاه پيك به مدت h_2 ساعت بيشتر (يعني معادل h_2V_1)، در حالت دوم اين افزايش هزينه كل به صورت زير خواهد بود:

$$\Delta(TC) = C_2 + (h_1 + h_2)V_2 - (C_1 + h_1 V_1) = h_2 V_2 + C_2 - [h_1(V_1 - V_2) + C_1] \qquad (٦)$$

كه با جايگذاري رابطه (۱) در عبارت فوق داريم:

$$\Delta(TC) = h_2 V_2 \$ \qquad (٧)$$

كه كوچكتر از (h_2V_1) مي‌باشد. در اين حالت هزينه نهايي هر kwh برق خواهد بود:

$$MC_{intermediate} = \frac{h_2 v_2}{h_2} = V_2 \ \$/kwh \qquad (٨)$$

همانطور كه ملاحظه مي‌گردد هزينه نهايي توليد در بار مياني فاقد هزينه‌هاي سرمايه‌گذاري است و دليل آن اين است كه هزينه سرمايه‌گذاري در اين حالت بوسيله صرفه‌جويي در كاهش ساعات عملكرد نيروگاه پيك خنثي شده است. به عبارت ديگر

$$C_2 = h_1(V_1 - V_2) + C_1 \qquad (٩)$$

هزينه برق در زمان بار پايه

در حالت بار پايه افزايش هزينه كل به ازاي يك واحد افزايش تقاضا برابر خواهد بود با:

$$\Delta TC = C_3 + (h_1 + h_2 + h_3)V_3 - [C_2 + (h_1 + h_2)\ V_2]$$

$$\Delta TC = h_3 V_3 + C_3 - [(h_1 + h_2)\ (V_2 - V_3) + C_2] \qquad (١٠)$$

$$\Delta TC = h_3 V_3 + C_3 - C_2$$

$$\Delta TC = h_3 v_3$$

و هزينه نهايي توليد برابر خواهد بود با:

BSFER

$$MC_{base} = \frac{h_3 v_3}{h_3} = v_2 \quad \$/kwh \qquad (۱۱)$$

در رابطه بالا نيز مشابه حالت قبلي هزينه‌هاي سرمايه‌گذاري در محاسبه هزينه‌هاي توليد در بار پايه نقشي ندارند و محاسبات براساس هزينه‌هاي عملياتي در زمان بار پايه صورت مي‌پذيرد.

گزينه‌هاي مورد مطالعه

به منظور مطالعه برق‌رساني به منطقه خور و بيابانك چهار گزينه متفاوت مورد بررسي قرار گرفته است.

۱- **گزينه اول:** تأمين برق منطقه تماماً توسط نيروگاههاي ديزلي موجود انجام گيرد.

۲- **گزينه دوم:** تأمين برق منطقه توسط ترکيب بهينه نيروگاه خورشيدي (فتوولتائيك)، پست انتقال kV ۶۳ و نيروگاه ديزلي صورت پذيرد.

۳- **گزينه سوم:** برق‌رساني به منطقه توسط ترکيب بهينه نيروگاه حرارتي خورشيدي پست انتقال kV ۶۳ و نيروگاه ديزلي انجام مي‌گيرد.

٤- **گزينه چهارم:** برق‌رساني منطقه تماماً توسط نيروگاه خورشيدي فتوولتائيك صورت گيرد.

جدول (۲) نتايج به دست آمده براي گزينه چهارم را با استفاده از روش ارائه شده توسط (Kelly, 1993)، نشان مي‌دهد. جدول (۳) نتايج مدل رياضي را كه توسط نرم افزار Microsoft Excel 97 براي سه گزينه اول به دست آمده است نشان مي‌دهد.

جدول ۲ـ هزينه توليد برق در سيستم فتوولتائيك (گزينه چهارم)

ردیف	متغیرها	علامت اختصاری	مقدار	مقدار
۱	نرخ تنزيل	i	۱۵	۸
۲	طول عمر سيستم فتوولتائيك	N	۳۰	۳۰
۳	ضريب هزينه غيرمستقيم	ID	۰/۲۵	۰/۲۵
٤	هزينه سرمايه‌گذاري مدولها ($/m^2)	MOD	۳۰۰	۳۰۰
۵	هزينه سرمايه‌گذاري تجهيزات جانبي سيستم فتوولتائيك مرتبط با منطقه ($/m^2)	BOS	۵۰	۵۰
۶	هزينه سرمايه‌گذاري تجهيزات جانبي سيستم فتوولتائيك مرتبط با توان ($/kW)	PC	۱۰۰	۱۰۰
۷	هزينه تعمير و نگهداري سالانه ($/m^2/yr)	OM	۰/۳۲	۰/۳۲
۸	حداكثر تابش خورشيدي (Kw/m^2)	SP	۱	۱
۹	تابش سالانه انرژي خورشيدي بر روي پانلهاي مسطح و ثابت (kWh/m^2/yr)	INSOL	۱۹۵۸/۱	۱۹۵۸/۱
۱۰	كارايي مدول فتوولتائيك (%)	nmod	۱۵	۱۵
۱۱	كارايي تجهيزات جانبي (%)	nbos	۹۰	۹۰

BSRB.IR

۱۲	ضريب تصحيح دماي سلول خورشيدي (%)	nt	۹۳	۹۳
۱۳	كارايي وضعيت توان (%)	PC	۹۵	۹۵
	هزينه توليد برق خورشيدي (kwh/¢)	C_{pve}	۲۸/۲	۱۶/۵

BSFE.IR

جدول ۳ـ هزينه نهايي برق در سه گزينه اول

شرح	گزينه اول	گزينه دوم			گزينه سوم		
		نيروگاه ديزلي (خور)	پست ۶۳kV	نيروگاه خورشيدي فتوولتائيك	نيروگاه ديزلي (خور)	پست ۶۳ kV	نيروگاه خورشيدي گرمايي
زمان عملكرد	–	پيك	ميانی	پايه	پيك	ميانی	پايه
۱ـ نرخ تنزيل سرمايه‌گذاري (%)	۱۵	۱۵	۱۵	۱۵	۱۵	۱۵	۱۵
۲ـ هزينه سرمايه‌گذاري نيروگاه ($/kw)	۴۵۰	۴۵۰	۶۰۰	۵۰۰۰	۴۵۰	۶۰۰	۳۰۰۰
۳ـ هزينه سرمايه‌گذاري نيروگاه (kw/ ﷼)	۴،۱۰۰،۰۰۰	۴،۱۰۰،۰۰۰	۴،۸۰۰،۰۰۰	۴۰،۰۰۰،۰۰۰	۴،۱۰۰،۰۰۰	۴،۸۰۰،۰۰۰	۲۴،۰۰۰،۰۰۰
۴ـ هزينه عملياتي نيروگاه (¢/ kwh)	۱/۵	۱/۵	۰/۲	۰/۵	۱/۵	۰/۲	۱/۳
۵ـ هزينه سوخت (¢/ kwh)	۱/۵	۱/۵	۱/۵	–	۱/۵	۱/۵	–
۶ـ هزينه عملياتي نيروگاه (kwh/ ﷼) با احتساب هزينه سوخت و ۱۵% هزينه‌هاي زيست محيطي	۲۷۶/۱۸	۲۷۶/۱۸	۱۵۶/۴	۴۰	۲۷۶/۱۸	۱۵۶/۴	۱۰۴
۷ـ تلفات انتقال (%)	–	–	۶	–	–	۶	–
۸ـ تلفات توزيع (%)	۱۵	۱۵	۱۵	–	۱۵	۱۵	۱۵
۹ـ هزينه عملياتي تعديل شده (kwh/ ﷼)	۳۲۴/۹۲	۳۲۴/۹۲	۱۹۵/۷۴	۴۰	۳۲۴/۹۲	۱۹۵/۷۴	۱۲۲/۳۵
۱۰ـ عمر مفيد نيروگاه (سال)	۱۵	۱۵	۲۰	۳۰	۱۵	۲۰	۳۰
۱۱ـ ذخيره اطمينان نيروگاه (%)	۲۵	۲۵	–	–	۲۵	–	–
۱۲ـ قابليت دسترسي به ظرفيت يا AF (%)	۸۵	۸۵	۸۰	۹۰	۸۵	۸۰	۹۰
۱۳ـ هزينه سرمايه‌گذاري سالانه تعديل شده (﷼/kw//yr)	۱،۲۱۳،۰۹۷	۱،۲۱۳،۰۹۷	۱،۱۹۹،۷۱۱	۶،۷۶۸،۸۹۸	۱،۲۱۳،۰۹۷	۱،۱۹۹،۷۱۱	۴،۷۷۸،۰۴۵
۱۴ـ تعداد ساعات عملكرد (سال / ساعت)	۸۷۶۰	۷۶۰	۵۰۰۰	۳۰۰۰	۷۶۰	۵۰۰۰	۳۰۰۰
۱۵ـ هزينه سرمايه‌گذاري توليد سالانه تعديل شده (kwh/ ﷼)	۱۳۸/۵	۱۵۹۶/۱۸	۲۳۹/۹۴	۲۲۵۶/۳	/۱۸ ۱۵۹۶	۲۳۹/۹۴	۱۵۹/۶
۱۶ـ هزينه سرمايه‌گذاري خط و پست انتقال (kw/ ﷼)	–	–	۷،۶۳۵،۰۰۰	–	–	۷،۶۳۵،۰۰۰	–
۱۷ـ ضريب همزماني (%)	۱۰۰	۱۰۰	۸۱	۶۳	۱۰۰	۸۱	۶۳

ادامه جدول ۳ـ هزينه نهايي برق در سه گزينه اول

		گزينه دوم	گزينه سوم

شرح	گزينه اول	نيروگاه ديزلي (خور)	پست ٦٣kV	نيروگاه خورشيدي فتوولتائيك	نيروگاه ديزلي (خور)	پست kV ٦٣	نيروگاه خورشيدي گرمايي
١٨ـ ضريب همزماني نرماليزه شده (%)	٤١	٤١	٣٣	٢٦	٤١	٣٣	٢٦
١٩ـ عمر مفيد شبكه انتقال (سال)	–	–	٣٠	–	–	٣٠	–
٢٠ـ ذخيره اطمينان شبكه انتقال (%)	–	–	١٠	–	–	١٠	–
٢١ـ قابليت دسترسي به ظرفيت شبكه انتقال (%)	–	–	١٠٠	–	–	١٠٠	–
٢٢ـ هزينه سرمايه‌گذاري انتقال تعديل شده (ريال/kw//yr)	–	–	٤٩٩،٥٤٩	–	–	٤٩٩،٥٤٩	–
٢٣ـ هزينه سرمايه‌گذاري انتقال تعديل شده (ريال /kwh)	–	–	٩٩/٩	–	–	٩٩/٩	–
٢٤ـ هزينه سرمايه‌گذاري شبكه توزيع (ريال /kw)	١،٤٥٠،٠٠٠	١،٤٥٠،٠٠٠	١،٤٥٠،٠٠٠	–	١،٤٥٠،٠٠٠	١،٤٥٠،٠٠٠	١،٤٥٠،٠٠٠
٢٥ـ عمر مفيد شبكه توزيع (سال)	٣٠	٣٠	٣٠	–	٣٠	٣٠	٣٠
٢٦ـ ذخيره اطمينان شبكه توزيع (%)	١٠	١٠	١٠	–	١٠	١٠	١٠
٢٧ـ قابليت دسترسي به ظرفيت شبكه توزيع (%)	٩٥	٩٥	٩٥	–	٩٥	٩٥	٩٥
٢٨ـ هزينه سرمايه‌گذاري توزيع تعديل شده (ريال/kw//yr)	١٠٤،٧٩٧	١٠٤،٧٩٧	٨٤،٨٨٥	–	١٠٤،٧٩٧	٨٤،٨٨٥	٦٦٠٢٢
٢٩ـ هزينه سرمايه‌گذاري تعديل شده (ريال /kwh)	١١/٩	١٣٧/٨٩	١٦/٩٨	–	١٣٧/٨٩	١٦/٩٨	٢٢
٣٠ـ هزينه نهايي بلندمدت توليد برق (LRMC) (ريال /kwh)	٤٧٥/٤	٢٠٥٩	٣١٢/٦٣	٤٠	٢٠٥٩	٣١٢/٦٣	١٤٤/٣
٣١ـ هزينه نهايي بلندمدت توليد برق (LRMC) (¢/ kwh)	٥/٩	٢٥/٧	٣/٩١	٠/٥	٢٥/٧	٣/٩١	١/٨

هزينه نهايي بلندمدت توليد برق (LRMC) با احتساب هزينه افزايش ظرفيت (ريال /kwh)		٢٠٥٩	٥٥٢/٦	٢٢٩٦/٣	٢٠٥٩	٥٥٢/٦	١٧٣٧
هزينه نهايي بلندمدت توليد برق (LRMC) با احتساب هزينه افزايش ظرفيت (¢/ kwh)		٢٥/٧	٦/٨	٢٨/٧	٢٥/٧	٦/٨	٢١/٧

BSFE.IR

براساس اطلاعات به دست آمده از مدل رياضي فوق در گزينه اول، هزينه عملياتي نيروگاه ديزلي بالغ بر ۳۲٤/۹۲ و هزينه نهايي بلندمدت توليد برق (LRMC) (ريال/kwh) برابر ٤۷٥/۳۷ است لكن اين اعداد با احتساب نرخ يارانه‌اي سوخت معادل Rls/lit ۷٤ محاسبه شده است چنانچه نرخ بدون يارانه سوخت در نظر گرفته شود اين اعداد به ترتيب تا ۲٦٤۷/۹۸ و ۲۷۸۳/۳ افزايش خواهند يافت. يكي از مهمترين نكات در مورد بهره‌برداري از نيروگاههاي ديزلي، گران بون هزينه‌هاي عملياتي و به ويژه سوخت اين نيروگاههاست. براساس اطلاعات و آمار شركت توزيع برق شهرستان نائين، در حال حاضر مصرف سالانه نيروگاه معادل ۷،٥۰۰،۰۰۰ ليتر مي‌باشد. در سال ۱۳۷۷ سوخت با نرخ دولتي Rls/lit ٤۰ و Rls/lit ۲ بابت هزينه حمل و نقل كه در مجموع معادل Rls/lit ٤۲ به نيروگاه تحويل داده شده است. در سال ۱۳۷۸ هزينه و نقل گازوئيل به Rls/lit ۳٤ افزايش پيدا كرد كه مجموعاً هزينه سوخت Rls/lit ۷٤ شده است. بديهي است كه هزينه سوخت نيروگاهها در ايران بسيار پايين‌تر از هزينه واقعي سوخت در سطح بين‌المللي است و همين مسئله سبب گرديده است كه هزينه عملياتي نيروگاههاي ديزلي و در نتيجه هزينه نهايي توليد برق اين نيروگاهها كمتر از ميزان واقعي آنها به نظر رسد. طي پژوهشي كه توسط پژوهشگران دانشگاه كرس فرانسه در سال ۱۹۹۹ بر روي نيروگاههاي ديزلي صورت پذيرفته است، هزينه سوخت به طور معمول مابين¢/lit ۲٥- ¢/lit۲در نظر گرفته شده است كه با توجه به وضعيت جغرافيايي و محل استقرار نيروگاه هزينه حمل مابين lit ¢/ ۱۲ تا lit ¢/ ۲۳ مي‌باشد كه براساس متوسط هزينه سوخت با احتساب هزينه حمل در دامنه lit ¢/ ۱٤ تا lit ¢/ ٥٥ قرار مي‌گيرد (Muselli et at., 1999). به منظور ارائه تصوير روشني از عملكرد نيروگاه خور، هزينه سوخت براساس استاندارد بين‌المللي محاسبه گرديده و تغييرات قيمت سوخت و تأثير آن بر هزينه نهايي توليد برق درجدول (٤) نشان داده شده است.

جدول ٤ـ تغييرات هزينه نهايي توليد برق نيروگاه ديزلي خور بر اثر تغيير قيمت سوخت

	حالت اول ۷٤ Rs/litre	حالت دوم Rs/litre ۱۱۲۰	حالت سوم Rs/litre ٤٤۰۰
هزينه عملياتي نيروگاه (ريال/kwh)	۲۷٦/۱۸	۷٥۳/۳۹	۲۲٥۰/۷۸
* هزينه عملياتي تعديل شده (ريال/kwh)	۳۲٤/۹۲	۸۸٦/۳٤	۲٦٤۷/۹۸
هزينه نهايي بلندمدت توليد برق (LRMC) (ريال/kwh)	٤۷٥/۳۷	۱۰۲۱/٦	۲۷۸۳/۳
هزينه نهايي بلندمدت توليد برق(LRMC) (¢/ kwh)	٥/۹	۱۲/۸	۳٤/۸

گزينه دوم به منظور بهره‌برداري از سه منبع تأمين يعني نيروگاه خورشيدي فتوولتائيك، پست انتقال ٦٣ kV و نيروگاه ديزلي پيشنهاد شده است. در اين گزينه نيروگاه فتوولتائيك به دليل هزينه‌هاي زياد سرمايه‌گذاري داراي بيشترين هزينه نهايي بلندمدت توليد برق است. لكن فعاليتهاي تحقيق و توسعه موجب خواهند شد كه هزينه سرمايه‌گذاري سلولهاي نوري (PV) $/wp ٥ـ٣ در دهه ٩٠ قرن بيستم به كمتر از $/wp ٢ در دهه اول قرن بيست و يكم كاهش يابد. اين كاهش منجر به كاهش هزينه‌هاي نهايي بلندمدت نيروگاههاي فتوولتائيك خواهد شد.

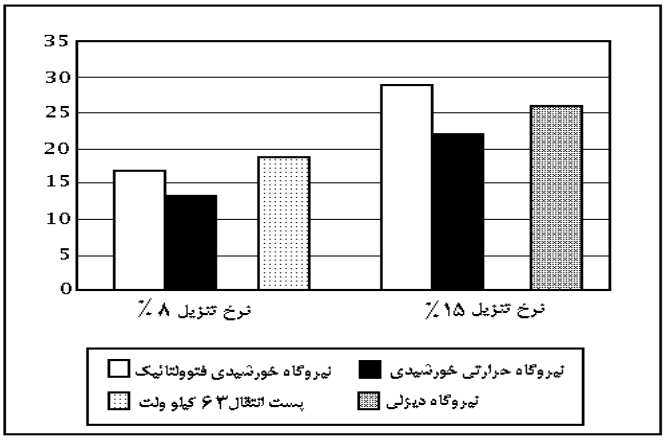
در گزينه سوم به جاي سيستم فتوولتائيك، يك نيروگاه گرمايي ـ خورشيدي پيشنهاد شده است. در اين گزينه هزينه نهايي بلندمدت توليد برق براي نيروگاه گرمايي ـ خورشيدي كمتر از اين هزينه براي نيروگاه ديزلي است.

گزينه چهارم تأمين كلي برق مورد نياز منطقه توسط سيستمهاي فتوولتائيك را نشان مي‌دهد. هزينه توليد برق در اين شيوه با نرخ تنزيل ١٥ درصد معادل (¢/ kwh) ٢٨/٢ و با نرخ تنزيل ٨ درصد (¢/ kwh) ١٦/٥ است.

نتيجه‌گيري

آنچه كه در خاتمه اين مقاله به عنوان نتيجه‌گيري مي‌توان عنوان نمود اين است كه با توجه به موقعيت جغرافيايي منطقه خور و بيابانك و پتانسيل بالاي انرژي خورشيدي ($\pm$١/٤٧ MJ/m^2d ١٩/١٩) امكان بهره‌برداري از نيروگاه خورشيدي وجود دارد. از سوي ديگر به دليل توسعه شبكه انتقال نيرو به اين منطقه و مناطق مجاور آن بهره‌برداري از پست انتقال kv ٦٣ از توجيه اقتصادي برخوردار است. زيرا قصد بر اين است كه ضمن تأمين برق منطقه خور و بيابانك، برق نواحي مجاور كه رشد بار آن طي سالهاي آينده تا MW ١٥ پيش‌بيني مي‌گردد تأمين شود. با بكارگيري اين دو منبع تأمين انرژي الكتريكي، ميزان ساعات بهره‌برداري از نيروگاه ديزلي خور به نحو قابل ملاحظه‌اي كاهش مي‌يابد و آلودگي هوا و آلودگي صوتي كه از خطرات مهم براي اهالي محسوب مي‌گردد كاسته خواهد گرديد. در خاتمه مي‌توان نتايج مهم اين پژوهش را به صورت زير دسته‌بندي نمود (شكل ٣).

BSTE.ir



شكل ٣ـ تأثير نرخ تنزيل به هزينه نهايي توليد (Rls/kwh)

١- با فرض اينكه نرخ تنزيل ٨% در نظر گرفته شود نيروگاه گرمايي خورشيدي در مقايسه با نيروگاه فتوولتائيك و نيروگاه ديزلي از حيث صرفه‌جويي در هزينه‌ها از اولويت بالاتري برخوردار است. در اين راستا نيروگاه فتوولتائيك نيز از توجيه اقتصادي برخوردار مي‌باشد. در نتيجه نيروگاه ديزلي تكنولوژي گراني محسوب مي‌گردد.

٢- با افزايش نرخ تنزيل به ١٥%، كماكان نيروگاه گرمايي خورشيدي در مقايسه با نيروگاه فتوولتائيك و نيروگاه ديزلي از مزيت نسبي قابل توجهي برخوردار است. ليكن هزينه نهايي توليد برق توسط نيروگاه فتوولتائيك بيش از ساير تكنولوژيهاي انرژي خواهد بود.

٣- در هر دو حالت، هزينه نهايي توليدبرق توسط شبكه انتقال نيرو حداقل ممكن است و علت اصلي آن توجيه اقتصادي توسعه شبكه تا پست ٢٣٠ kv نائين است.

مراجع

1- Turvey, R. “Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply”, George Allen and Unwin Ltd, London, 1968.
2- Soldatos, P. G. “The long-run marginal cost of electricity in rural regions”. Energy Economics, July Issue, pp 187-19, 1991.
3- Muselli, M. et al. “Design of Hybrid – Photovoltaic Power Generator with optimization of Energy Management”, Solar Energy, vol. 65, No. 3, pp 143-157, 1991.

BSRI

4- Ahmad, K., "Renewable Energy Technologies", Word bank Technical paper No. 240, The word bank, Washington, D.C., 1994.
5- Williams, R.H. and G. Terzian., "A Benefit/Cost Analysis of Accelerated Development of Photovoltaic Technology", PU/CEES Report No.281, Princeton University, 1993.
6- Kelly, H., "Introduction to photovoltaic Technology" in T. Johansson eds., Renewable Energy: Sources for fuels and Electricity, Island press, Washington, D. C., 1993.

BSFE.IR