شناسایی و حذف ظرفیت های اضافی ترانسهای منصوبه در شبکهٔ توزیع ضرورتی اجتناب ناپذیر

شرکت توزیع برق استان کردستان
هیوا لهونیان – عبید علی محمدی

چکیده :

وجود ظرفیت های خالی و بلااستفاده در ترانسهای توزیع علاوه بر بلوکه نمودن سرمایهٔ عظیمی در شبکهٔتوزیع، سالیانه میلیاردها تومان تلفات به صنعت برق کشور تحمیل می نماید. عدم وجود اطلاعات کامل از مدل های مختلف بار مشترکین و فرهنگ مصرف آنها، عدم وجود معیارهای مناسب در طراحیها، در دسترس نبودن اطلاعات جامع و کامل از شبکه و ساختار آن، عدم وجود دستورالعملهای کارآمد و قابل استفاده در بهره برداری و بارگیری بهینه از ترانسها و دلایل عدیدهٔ دیگر سهم عمده ای در این تلفات عظیم دارند.

گسترش روزافزون مراکز مصرف، هزینه های روزافزون نصب و بهره برداری پست های توزیع، پایین بودن نسبت پیکبار به ظرفیت کل ترانسهای منصوبه در سطح کشور (وجود ظرفیت های خالی) ، حجم زیاد تلفات در شبکهٔ توزیع که بخشی از آن مربوط به ترانسها می باشد و ... می طلبد تا با شناسایی ظرفیت های اضافی و بلا استفاده نصب شده در شبکه نسبت به جمع آوری آنها به روش های مناسب اقدام گردد.

در این مقاله ضمن بررسی راندمان ترانسها و نیز نحوهٔ بارگیری مناسب از آنها، تلاش شده است نحوهٔ تعیین ظرفیت های خالی و بلااستفاده مشخص و راههای حذف و جمع آوری آنها ارائه گردد ضمن اینکه با بررسی شبکهٔ توزیع کردستان، مزایای اقتصادی جمع آوری بخشی از ظرفیت های اضافی در این منطقه بصورت اعداد و ارقام واقعی ارائه گردیده است.

کلمات کلیدی :

راندمان – منحنی بار – درصد بارگیری پایه – درصد بارگیری ماکزیمم – ظرفیت بلا استفاده – تلفات بی باری – آزاد سازی سرمایه بلوکه شده

مقدمه :

استفاده بهینه از ظرفیت ترانسها می تواند در کاهش تلفات سیستم توزیع و جلوگیری از بلوکه شدن سرمایه عظیم ناشی از تامین این ظرفیت های اضافی بسیار مؤثر باشد.

یکی از شاخص های مطرح در استفادهٔ بهینه از یک سیستم، راندمان آن سیستم است. این شاخص در ترانسها از دیدگاههای مختلف قابل بحث و بررسی است. از آنجائیکه راندمان ترانسها به شرایط مختلف بارگیری از ترانس بستگی دارد، تعیین درصد بارگیری برای رسیدن به ماکزیمم راندمان از سه دیدگاه قابل بحث و بررسی است :

الف) راندمان توان :

(۱) $\eta_p =$ (توان خروجی / توان ورودی)

$$= \frac{V_2 I_2 \cos\phi}{V_2 I_2 \cos\phi + \mathrm{P}_f + \mathrm{N}^2 \mathrm{P}_c}$$

η_p: راندمان ترانس از نقطه نظر توان انتقالی

P_f : تلفات بی باری ترانس

P_c : تلفات بارداری ترانس (بار کامل)

N : درصد بارگیری ترانس

ب) راندمان از نقطه نظر انتقال انرژی در ترانسفورماتور :

با توجه به تغییرات زیاد بار ترانس در طول شبانه روز و در روزهای مختلف سال بازده انتقال انرژی در ترانس شاخص قابل توجهی است که بصورت زیر تعریف می شود :

$$\eta_e = \frac{(V_2 \mathrm{I}_2 \cos\phi) \times LF \times h}{(v_2 \mathrm{I}_2 \cos\phi) \times LF \times h + \mathrm{P}_f + \mathrm{N}^2 \times \overline{(P_C \times LF^2) \times h}} \quad (۲)$$

h : مدت زمان

η_e : بازده انتقال انرژی ترانس

LF : ضریب بار

با تبدیل تلفات بی باری و بار کامل ترانس برحسب پریونیت و ساده سازی رابطهٔ (2) و مشتق گیری نسبت به N میتوان درصد بارگیری ترانس برای رسیدن به بیشترین بازده انتقال انرژی $(\%NC)$را از رابطهٔ زیر محاسبه کرد :

$$\%NC = \sqrt{\frac{n.l.p.u}{l.l.p.u}} \times \frac{100}{LF} \quad (۳)$$

$n.l.p.u$: تلفات بی باری ترانس برحسب پریونیت

$l.l.p.u$: تلفات بار کامل ترانس برحسب پریونیت

ج) راندمان اقتصادی ترانس :

در بخش های قبلی بیشتر جنبه های علمی و فنی انتخاب و بارگیری از ترانس مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت ولی از لحاظ اقتصادی نیز لازم می باشد تناسبی بین درصد بارگیری ترانس تعریف شود :

بطور کلی هزینه ترانسفورماسیون توزیع شامل دو بخش کلی است :

۱- هزینه سرمایه گذاری ثابت شامل قیمت خرید و نصب ترانس بازاء هر کیلو ولت آمپر، هزینه تامین ظرفیت اضافی سیستم بابت تلفات بی باری و بارداری ترانس (هزینه خرید دیماند اضافی) که بصورت رابطهٔ زیر تعریف می شود :

(۴) = هزینه سرمایه گذاری ثابت

$$= \frac{F_T R_T}{KVA} + \frac{F_S R_S}{KVA}(l.l.p.u. + N.L.p.u.)$$

F_T : ضریب تنوع و استهلاک

FS : ضریب موقعیت مکانی مصرف

R : ارزش شاخص های ریالی

۲- ارزش ریالی تلفات انرژی بصورت سالیانه و بر اساس قیمت هر کیلو وات ساعت انرژی محاسبه میگردد :

$$\text{هزینه انرژی} = \frac{(365 \times R_{E)})}{kwh} \times \quad (۵)$$

$$\left[24(n.l.p.u.) + \mathrm{N}^2 (l.l.p.u.) \times LF^2\right]$$

جهت به حداقل رساندن هزینه بهره برداری از ترانس در مدت زمان عمر مفید آن که بطور متوسط ۲۰ سال درنظر گرفته می شود درصد بارگیری بهینه از رابطهٔ زیر بدست می آید :

$$NC = \left[\left(\frac{365 \times R_E}{kwh} \right) (l.l.p.u.) (LF)^2 \right]^{-1} \times \quad (۶)$$

$$\left[\frac{F_T R_T}{KVA} + \frac{F_S R_S (l.l.p.u. + N.L.p.u.) + \frac{8760 \times R_E}{kwh} (n.l.p.u.)}{KVA} \right]^{\frac{1}{2}}$$

بررسیها و محاسبات نشان میدهد که در رنجهای پایین هر چقدر نسبت بار مصرفی ترانس از قدرت نصب شدهٔ آن کمتر شود هزینه های سالیانه استفاده از ترانس به لحاظ سرمایه گذاری نصب تجهیزات با قدرت اضافی و همچنین افزایش تلفات نسبت به حالت اولیه بیشتر خواهد شد. در رنج بالا نیز هزینه های اتلاف انرژی و نیز کاهش عمر مفید ترانسها هزینه های سالیانه را افزایش و بهره برداری از ترانسها را غیر اقتصادی می نماید و در واقع رنج حدود ۸۰٪ بارنامی کمترین هزینه های سالیانه را بدنبال خواهد داشت :

بررسی راندمان از دیدگاههای مختلف نتایج زیر را بدنبال داشته است :

۱) تغییرات راندمان توان ترانس نسبت به مقدار ماکزیمم خود (که معمولا" در درصدهای بارگیری بین ۳۶ الی ۴۰ درصد اتفاق می افتد) بسیار جزئی بوده و معمولا" بین ۹۸ تا ۹۹/۷ درصد می باشد که در مقایسه با راندمان اقتصادی قابل اغماض می باشد و در واقع ملاک انتخاب ظرفیت ترانس نخواهد بود.

۲)درصد بارگیری از ترانس برای رسیدن به بیشترین بازده انتقال انرژی با ضریب بار (LF) نسبت عکس دارد. در رابطهٔ (۳) عبارت رادیکال برای اغلب ترانسهای ساخت شرکت ایران ترانسفو بطور متوسط حدود 0.36 است و در واقع رابطهٔ (۳) بصورت ساده و تقریبی $\%NC = \frac{36}{LF}$ در می آید که میزان تاثیر ضریب بار را بخوبی نشان میدهد. بعنوان نمونه برای ترانس های با بارهای تجاری – خانگی و ترانسهای روستایی که LF بین 0.45 تا 0.5 تغییر می کند بهترین درصد بارگیری از ترانس برای رسیدن به ماکزیمم انتقال انرژی حدود ۷۲ الی ۷۶ درصد است.

۳) به لحاظ اقتصادی بهترین درصد بارگیری از ترانسها حدود ۸۰٪ بار نامی می باشد.

برآورد ظرفیت مورد نیاز در محل پست های موجود و تعیین میزان ظرفیت اضافی نصب شده :

برای تعیین ظرفیت مورد نیاز پست های توزیع لازم است به عوامل ذیل توجه شود :

۱- درجه حرارت محیط (θ)

۲- ارتفاع از سطح دریا (ارتفاع محل نصب).

۳- منحنی بار ۲۴ ساعته پست در فصل پیک و در روزیکه زمان پیک طولانی ترین مقدار خود را دارد.

۴- ضریب رشد بار حداکثر برای دو سال.

۵- قدرت ذخیره قابل پیش بینی با توجه به امکان مانور (در حدی معقول و با توجه به سایر شرایط)

- درجه حرارت محیط :

با توجه به اینکه درجه حرارت محیط نقش تعیین کننده ای در خنک سازی فضای داخل ترانس و امکان تبادل حرارتی با محیط دارد لذا بعنوان یکی از عوامل مهم و

مؤثر در نحوهٔ بارگیری از ترانس مطرح میباشد. فراهم کردن زمینه تهویه مناسب در ترانس برای کاهش گرمای ناشی از تلفات سیم پیچی و هسته ترانسفورماتور میتواند در طرح و انتخاب نوع ترانس مؤثر باشد و سبب افزایش طول عمر ترانس گردد. اثر درجه حرارت محیط در میزان بارگیری از ترانس در جدول شماره (۱) آمده است. برای سادگی کار حداکثر متوسط دمای هوا در سه گروه کلاسه بندی شده است (۲۰، ۳۰ و ۴۰ درجه سانتیگراد)

- ارتفاع نصب از سطح دریا :

با توجه به استانداردهای موجود در این ارتباط و نیز توصیه سازندگان ترانسها، درصورتیکه ارتفاع نصب از سطح دریا از ۱۰۰۰ متر بیشتر باشد بازاء هر ۲۰۰ متر ارتفاع اضافی یک درصد از ظرفیت نامی ترانس کاسته می شود.

- منحنی بار ۲۴ ساعته پست :

تهیه منحنی بار ۲۴ ساعته پست ها به دو روش امکانپذیر است :

الف) نصب ثبات روی فیدر اصلی پست و ثبت بار در زمانهای مورد نظر

ب) استخراج منحنی تیپ مصرف برای مشترکین از دسته های مختلف و تعیین منحنی بار پست با توجه به ترکیب مشترکین مختلف روی پست

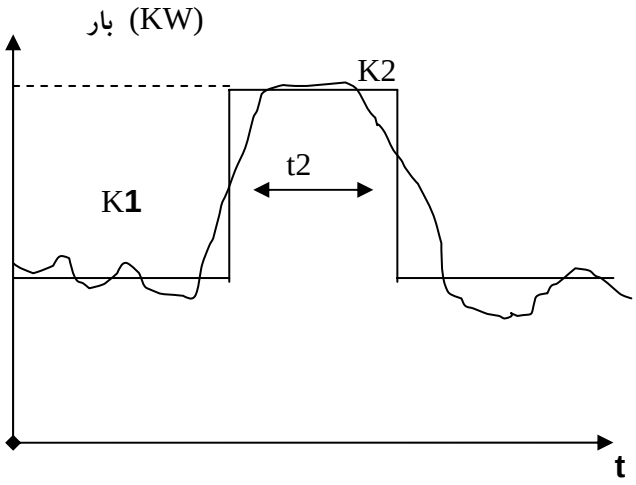
در تهیه منحنی بار ۲۴ ساعته پست در فصل پیک استفاده از هر روشی بلامانع است با این شرط که اطلاعات ذیل بطور کامل در اختیار قرار گیرد :

۱- مقدار بار پایه (S1) و مدت زمان بار پایه (t1)

۲- مقدار بار پیک (S2) و مدت زمان بار پیک (t2)

اکنون با داشتن اطلاعات فوق الاشاره میتوان به روش ذیل و با استفاده از جدول شماره (۱) ظرفیت ترانس مورد نیاز را برآورد کرد :

قبل از هر محاسبه ای باید منحنی بار ۲۴ ساعته استخراج شده نهایی را بصورت یک موج مربعی مدل کرد. مدل بدست آمده شامل دو مقدار S1 و S2 که بترتیب بار پایه و بار پیک است، می باشد.



شکل (۱) – منحنی بار ۲۴ ساعته پست نمونه

اگر S_n قدرت نامی ترانس منصوبه در محل باشد مقادیر K1 و K2 را بصورت زیر تعریف می کنیم :

۸) درصد بارگیری اولیه :

$$K1 = \frac{S_1}{S_n} =$$ (قدرت نامی/ بار پایه)

(۹) درصد بارگیری ماکزیمم :

$$K2 = \frac{S2}{S_n} =$$ (قدرت نامی/ بار پیک)

جدول (۱) درصد بارگیری ماکزیمم (K2) برحسب (K1) و در مدت زمان t_2 را نشان میدهد که بر اساس استاندارد و شرایط بهره برداری عنوان شده از طرف سازندگان ترانسفورماتورها، ارائه شده است.

در این جدول با در دست داشتن نسبت بار پایه به قدرت نامی ترانس (K1) و متوسط درجه حرارت محیط (θa) و نیز مدت زمان پیک (t2) میتوان درصد بارگیری ماکزیمم را بدست آورد (k2) آنچه که اکنون مجهول می باشد ظرفیت نامی ترانس مورد نیاز در محل است که اطلاعات بار آن استخراج شده

است. برای تعیین این ظرفیت بصورت ذیل عمل میگردد :

الف) مقادیر S1 ، S2 ، t2 ، k1 ، k2 و θ استخراج و تعیین گردد. (با توجه به منحنی بار ۲۴ ساعته و دیگر شرایط محیطی)

ب) ضریب (۱۰) $X = \frac{S_2}{S_1} = \frac{K_2}{K_1}$ محاسبه شود.

ج) جدولی تشکیل دهید که یک سطر آن K1 و سطر دیگر آن K2 و سطر سوم نسبت $\frac{K_2}{K_1}$ باشد.

این جدول با توجه به درجه حرارت محیط (θa) و مدت زمان پیک (t2) تشکیل میشود.

مثلا" برای $\theta_a = 20^{\circ c}$ و $t_2 = 4h$ داریم :

K1	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9
K2	1.34	1.13	1.27	1.24	1.18
K_2/K_1	5.36	2.62	1.81	1.55	1.33

د) از مقادیر بدست آمده برای $\frac{k_2}{k_1}$ کوچکترین مقداری که بزرگتر یا مساوی x باشد را انتخاب کنید (توجه : در مواردیکه نسبت $\frac{k_2}{k_1}$ در جدول کوچکتر از x است لیکن اختلاف آنها جزئی می باشد انتخاب این مقدار بلامانع است)

ه) با تعیین مقدار پذیرش شده $\frac{k_2}{k_1}$ از جدول و مقادیر K1 و K2 متناظر با آن میتوان S_n را از روابط ۸ و ۹ محاسبه نمود.

و) با در دست داشتن ارتفاع محل نصب از سطح دریا و ضریب کاهش ظرفیت ترانس، ظرفیت قابل نصب محاسبه می گردد.

(۱۱) ضریب کاهش ارتفاع نصب/ sn $= S_n^{/}$

ز) با بررسی وضعیت و ساختار شبکه تحت مطالعه و با درنظر گرفتن ظرفیت ذخیره ای مورد نیاز برای مواقع مانور و ... و نیز با لحاظ کردن ضریب رشد در طول دو سال بعد از زمان مطالعه ظرفیت نهایی قابل نصب بصورت ذیل تعیین میگردد :

S_R: ظرفیت ذخیره مورد نیاز

$$S_n^{//} = S_n^{/} + S_R$$

$$S_t = S_n^{//} \times (1+\alpha) \qquad (۱۳)$$

St : ظرفیت نهایی قابل نصب

α : ضریب رشد بار پیش بینی شده برای ۲ سال

بررسی یک مثال نمونه :

اگر منحنی بار ۲۴ ساعته یک پست مطابق شکل (۱) در دسترس باشد و دمای متوسط سالیانه $\theta_a = 20^{\circ c}$ باشد. با این فرض ها که بار پایه $S_1 = 150KVA$ و بار پیک $S_2 = 385KVA$ و مدت زمان بار پیک $t_2 = 4$ ساعت باشد همچنین ارتفاع نصب از سطح دریا ۱۴۰۰ متر بوده و ظرفیت ذخیره ای ۱۰ درصدی برای آن منظور شده باشد، ظرفیت ترانس مورد نیاز (S_n) را بدست آورید :

$$X = \frac{S_2}{S_1} = \frac{K_2}{K_1} = \frac{385}{150} = 2.566$$

K1	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9
K2	1.34	1.13	1.27	1.24	1.18
K_2 / K_1	5.36	2.62	1.81	1.55	1.33

$t = 4h$ و $\theta_a = 20^{\circ c}$

↓

این جدول استخراج شده از جدول استاندارد می باشد که برای سادگی کار دمای متوسط آب و هوایی ایران در سه گروه ، ۲۰، ۳۰، و ۴۰ درجه سانتیگراد گروه بندی شده است

همچنین درصد بارگیری پایه از ترانس (K1) در شش مقدار نرم شده است.

مدت زمان بار پیک		K1=0.25	K1=0.50	K1=0.70	K1=0.80	K1=0.90	K1=1.00
$t_2 = 0.5$	$\theta = 20$	+	+	1.93	1.83	1.69	1.00
	$\theta = 30$	+	1.92	1.78	1.64	1.26	-
	$\theta = 40$	1.90	1.77	1058	1.18	-	-
$t_2 = 1$	$\theta = 20$	1.89	1.80	1.70	1.62	1.50	1.00
	$\theta = 30$	1.76	1.68	1.55	1.45	1.10	-
	$\theta = 40$	1.64	1.54	1.37	1.04	-	-
$t_2 = 2$	$\theta = 20$	1.59	1.53	1.46	1.41	1.32	1.00
	$\theta = 30$	1.49	1.42	1.34	1.26	0.99	-
	$\theta = 40$	1.37	1.30	1.18	0.95	-	-
$t_2 = 4$	$\theta = 20$	1.34	1.31	1.27	1.24	1.18	1.00
	$\theta = 30$	1.24	1.21	1.16	1.11	0.95	-
	$\theta = 40$	1.15	1.10	1.03	0.88	-	-
$t_2 = 6$	$\theta = 20$	1.23	1.21	1.18	1.16	1.12	1.00
	$\theta = 30$	1.14	1.11	1.08	1.04	0.93	-
	$\theta = 40$	1.14	1.10	0.96	0.86	-	-
$t_2 = 8$	$\theta = 20$	1.16	1.15	1.13	1.12	1.00	1.00
	$\theta = 30$	1.08	1.06	1.04	1.01	0.93	-
	$\theta = 40$	0.98	0.96	0.92	0.84	-	-
$t_2 = 12$	$\theta = 20$	1.10	1.09	1.08	1.07	1.05	1.00
	$\theta = 30$	1.01	1.00	0.99	0.97	0.92	-
	$\theta = 40$	0.92	0.91	0.88	0.83	-	-
$t_2 = 24$	$\theta = 20$	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	$\theta = 30$	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	-
	$\theta = 40$	0.82	0.82	0.82	0.82	-	-

درصد بارگیری ماکزیمم (K2) برحسب (K1) در زمان t_2 (t_2 برحسب ساعت)

جدول (۱)

با توجه به مطالب گفته شده و مقادیر بدست آمده از جدول، مقدار $\frac{K_2}{K_1} = 2.62 > X$ انتخاب می گردد و متناظر با آن $K_1 = 0.5$ و $K_2 = 1.31$ که از آنجا S_n محاسبه می گردد.

$$S_n = 300KVA$$

با توجه به ارتفاع نصب از سطح دریا

$$S_n^{/} = \text{Sn/ ضریب کاهش} = \frac{300}{0.98} = 306.1$$

و با توجه به ظرفیت ذخیره ای پیشنهاد شده خواهیم داشت :

$$S_t = 1.1 \times S_n^{/} = 336.73 \qquad {}^{315}_{kva}\langle St\langle^{400}_{kva}$$

حال میتوان بسادگی و متناسب با شرایط محل و میزان ظرفیت ذخیره ای معقول یکی از ظرفیت ها را بصورت ظرفیت نهایی انتخاب و نصب کرد.

با داشتن ظرفیت نامی قابل نصب و با توجه به ظرفیت منصوبهٔ موجود می توان مقدار ظرفیت خالی و بلا استفاده را محاسبه کرد :

$$S_{n.u.} = S_I - S_t \qquad (۱۴)$$

– ظرفیت نصب شده = ظرفیت بلا استفاده)

(ظرفیت نهایی مورد نیاز

بررسی اقتصادی شناسایی و حذف ظرفیت های اضافی منصوبه در شبکهٔ توزیع :

شناسایی و خارج کردن ظرفیت های اضافی دو مزیت کلی دارد :

۱) کاهش تلفات شبکه (با توجه به کاهش تلفات بی باری ترانس ها)

۲) آزاد کردن سرمایهٔ عظیم بلوکه شده در سیستم بدلیل وجود ظرفیت های خالی و بلا استفاده

برای بررسی عملی موضوع شبکهٔ توزیع برق استان کردستان را در نظر گرفته و مزایای اقتصادی حذف ظرفیت های اضافی در شبکه را بصورت اعداد و ارقام واقعی ارائه می کنیم :

ظرفیت کل ترانس های منصوبه در شبکهٔ توزیع برق کردستان تا پایان سال ۸۳=۷۶۵۳۹۵ کیلو ولت آمپر

پیکبار کل استان کردستان در سال ۸۳ (زمستان ۸۳) : ۳۱۱ مگاوات.

ضریب بهره برداری از ترانس ها در زمان پیکبار :

$$K = \text{ظرفیت کل ترانس ها/ پیکبار} = \frac{(311/0.9)}{765.395} = 0.451$$

با توجه به جدول شماره (۱) و با لحاظ کردن شرایط های محیطی $\theta_a = 20^{\circ}$ و نیز در نظر گرفتن ظرفیت رزرو و ضریب رشد و ... و همچنین با توجه به منحنی تیپ مصرف مشترکین مختلف (بالاخص خانگی و تجاری که بدلیل غیر صنعتی بودن استان کردستان وجه غالب مصرف را تشکیل داده و عامل اصلی در تعیین مقدار و زمان پیک می باشند) میتوان

ضریب K_1 را 0.8 منظور نمود که در اینصورت در زمان پیک میتوان از ظرفیت بیشتری استفاده نمود.

با این وجود اگر بخواهیم استفاده بهینه از ظرفیت ترانسها را در زمان پیک حتی به ۷۵٪ ظرفیت ترانسهای منصوبه برسانیم (البته باید تمام ترانسهای شبکه بررسی و مطالعه شده و متناسب با وضعیت آن و بر اساس روش اشاره شده در این مقاله ظرفیت مناسب قابل نصب تعیین گردد تا در نهایت ظرفیت های بلا استفاده مشخص شود) در اینصورت میتوان 29.9% از ظرفیت های منصوبه را از سیستم خارج کرد.

ظرفیت بلا استفادهٔ قابل آزاد سازی

$$\%29.9 \times 765395 = 228853 \quad KVA$$

اکنون به بررسی میزان کاهش تلفات ناشی از خارج کردن این مقدار ظرفیت اضافی از شبکه و نیز سرمایه قابل برگشت و آزاد سازی در اثر اجرای این طرح می پردازیم :

*) محاسبهٔ تلفات بی باری :

قدرت ترانس (KVA)	تلفات بی باری W	تلفات بی باری بازاء هر کیلو ولت آمپر (W/KVA)	قیمت هر دستگاه ترانس (میلیون ریال)	قیمت هر کیلو ولت آمپر (میلیون ریال)
۲۵	۱۵۰	۶	۱۳	./۵۲
۵۰	۲۱۰	۴/۲	۱۵/۵	./۳۱
۱۰۰	۳۴۰	۳/۴	۲۰	./۲
۱۶۰	۴۸۰	۳	۲۵	./۱۵۷
۲۰۰	۵۷۰	۲/۸۵	۳۰	./۱۵
۲۵۰	۶۱۰	۲/۴۴	۳۳	./۱۳۲
۳۱۵	۷۲۰	۲/۲۸	۳۸	./۱۲۱
۴۰۰	۸۵۰	۲/۱۲۵	۴۹	./۱۲۰
۵۰۰	۱۰۰۰	۲	۵۸	./۱۱۶
۶۳۰	۱۲۰۰	۱/۹	۶۷	./۱۰۷

از آنجائیکه بخش عمدهٔ ترانسهای موجود در شبکهٔ توزیع دارای ظرفیت KVA 315 و پایین تر از آن میباشند و همچنین با توجه به اطلاعات کاملی که از ترکیب ترانس ها در شبکه اخذ شده است و با محاسبهٔ درصد وزنی ترانسهای مختلف در شبکه، میانگین تلفات بی باری بازاء هر کیلو ولت آمپر 3W بدست می آید.

در اینصورت کاهش تلفات توان و انرژی ناشی از حذف این ظرفیت ها برابر است با :

= تلفات توان کاهش یافته

$$228853 \times 3 = 686.559 \quad KW$$

= تلفات انرژی کاهش یافته

$$686.559 \times 365 \times 24 = 6014256.8 KW$$

با احتساب هزینهٔ متوسط فروش هر کیلو وات ساعت انرژی (۱۵۰ ریال) تقریبا" در سال میتوان معادل حدود ۹۰۰ میلیون ریال از تلفات کاسته و انرژی آزاد شده را بفروش رساند. البته در صورتیکه قیمت واقعی انرژی که با قیمت فعلی نفت به نزدیک ۱۰۰ تومان برای هر کیلو وات ساعت می رسد در نظر گرفته شود این رقم به بیش از ۵۰۰ میلیون تومان در سال می رسد.

*) محاسبهٔ سرمایه قابل برگشت ناشی از آزاد سازی ظرفیت ها :

حذف ظرفیت های اضافی علاوه بر کاهش تلفات انرژی و سود ناشی از آن سبب آزاد سازی سرمایه بلوکه شده در سیستم می گردد.

با توجه به ترکیب ترانسها در شبکه و درصد وزنی آنها میانگین هزینه احداث هر کیلو ولت آمپر ظرفیت برابر۱۶/ ۰ میلیون ریال می باشد.در اینصورت داریم : سرمایه آزاد شده ناشی از جمع آوری ظرفیت های اضافی بلا استفاده =

$$228853 \times 0/16 = 36616 \quad \text{میلیون ریال}$$

بعبارتی با حذف ظرفیت های اضافی و بلا استفاده در شبکه حدود 37 میلیارد ریال سرمایه بلوکه شده از شبکه خارج و آزاد می شود که در بدترین شرایط و حتی در وضعیتی که این پول گردش نداشته و فقط از بهره بانکی آن استفاده گردد سالیانه بالغ بر 740 میلیون تومان درآمد عاید شرکت توزیع برق کردستان خواهد شد که با احتساب درآمد ناشی از کاهش تلفات (درحد ۹۰ میلیون تومان در سال) این مبلغ به بیش از 800 میلیون تومان در سال میرسد و ارزش هر نوع بررسی، مطالعه و اقدامی را خواهد داشت.

با توجه به ترکیب ترانسها (از نظر ظرفیت آنها) و بر اساس مطالعات انجام شده روی ترانسهای موجود و منحنی بار آنها، لازم است نسبت به حذف ترانس (برکناری)، کاهش قدرت و جابجایی حدود ۱۱۰۰ دستگاه ترانس اقدام نمود با توجه به اینکه در کاهش قدرت ترانسها مشخصات تابلوی ترانس نیز ممکن است تغییر کند لذا بطور متوسط هزینه برکناری و نصب مجدد هر دستگاه ترانس و تابلوی آن حدود ۸ میلیون ریال منظور میگردد. در این شرایط برای برکناری ترانس های موجود و نصب ترانسهای با ظرفیت مناسب در محل آن هزینه ای معادل ۸۸۰۰ میلیون ریال لازم است که نزدیک به هزینه یک سال کاهش تلفات و برگشت سرمایه است. بعبارت دیگر با حذف این ظرفیت های اضافی جز سال اول در دیگر سالها، سالیانه نزدیک به ۸۰۰ میلیون تا یک میلیارد تومان سود عاید شرکت توزیع کردستان میگردد بدون اینکه شرکت توزیع عملا" متحمل هزینه ای گردد.

نتیجه گیری :

مطالعات نشان میدهد که بهترین درصد بارگیری از ترانسها (بارپایه) با در نظر گرفتن راندمان توان، راندمان انتقال انرژی و راندمان اقتصادی نزدیک به ۸۰ درصد ظرفیت نامی ترانس می باشد. با در دست داشتن دستورالعمل های نحوهٔ بارگیری از ترانس ها و ارائه راهکارها و روش های مناسب برای تعیین ظرفیت بهینه و مناسب قابل نصب در یک محل میتوان میزان ظرفیت های اضافی منصوبه درشبکه را شناسایی و نسبت به حذف آنها اقدام نمود. حذف ظرفیت های اضافی علاوه بر کاهش تلفات بی باری در سیستم، آزاد سازی سرمایهٔ عظیم بلوکه شده در شبکه و سود ناشی از آن را بدنبال خواهد داشت. بررسی شبکهٔ توزیع برق کردستان بعنوان نمونه نشان میدهد درصورتیکه درصد بارگیری از ظرفیت ترانسها به حد ۷۵ درصد برسد علاوه بر آزاد سازی سرمایه ای در حد 37 میلیارد ریال سالیانه بالغ بر ۸۰۰ میلیون تومان سود عاید شرکت توزیع می نماید و ارزش هرگونه مطالعه و اقدامی را قطعی می نماید.

مراجع :

۱) کتابچه ها و بروشورهای حاوی مشخصات فنی ترانسهای 20 KV ساخت شرکت ایران ترانسفو

۲) استانداردهای ترانسفورماتورهای توزیع – مرکز تحقیقات نیرو

۳) IEC 345 Loading Guide For Oil Immersed Transformars.

۴) Economics Of Transformer Design And Application.

۵)سیستم توزیع نیرو معضل همیشگی شرکت های برق منطقه ای – احمد علی بهمن پور

۶) اصول انتخاب و برآورد ظرفیت ترانسفورماتورهای توزیع – مهدی پور هاشم، کریم روشن میلانی پنجمین کنفرانس توزیع