

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: مطالعات شناختی شناسایی معیارها و روش ارزیابی تلفات در شبکه‌های توزیع برق

کد گزارش/ویرایش: PDPN17/T02

عنوان پروژه: طراحی نظام و مدل پایش و ارزیابی میزان تلفات شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی و

تدوین الگوریتم تشخیص سهم عوامل آن

مدیر پروژه: محمد جعفریان

کارفرما: پژوهشگاه نیرو

تهیه کننده: پژوهشکده توزیع برق

تاریخ: خرداد 1397

پیشگفتار

شبکه‌های توزیع برق، حلقه واصل مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان انرژی الکتریکی هستند. ارزیابی مداوم این شبکه‌ها و بهبود شرایط بهره‌برداری از آنها، نقش قابل توجهی در کاهش هزینه‌های بهره‌برداری دارد. ارزیابی تلفات، اهمیت اقتصادی و فنی زیادی برای شبکه توزیع برق به همراه دارد. از طرف دیگر، با توجه به تجدیدساختار در حوزه توزیع برق و مسئولیت بهره‌بردار شبکه توزیع در تأمین تلفات (که یا به‌طور مستقیم توسط خود بهره‌بردار و یا غیر مستقیم از طریق خرده‌فروش صورت می‌گیرد)، در دست‌بودن اطلاعات دقیقی از تلفات شبکه توزیع لازم و ضروری است تا ضمن وجود شفافیت مالی در تأمین هزینه‌های تلفات، معیار واحدی در کارآمدسنجی بهره‌بردار شبکه در اجرای مکانیزم‌های رگولاتور جهت مدیریت و کاهش تلفات وجود داشته باشد.

در این گزارش، روش‌های ارزیابی تلفات در برخی از کشورها و نواحی مانند انگلستان، کشورهای حوزه نورددیک، ایالت نیویورک آمریکا، ترکیه، و هندوستان آورده شده و مورد بررسی قرار گرفته است. لازم به توضیح است که معیار انتخاب این کشورها در گزارش آورده شده است. برخی از روش‌ها صرفاً در مقالات اشاره شده یا در گزارشات برخی شرکت‌ها بکار گرفته شده‌اند. این روش‌ها نیز در این گزارش آورده شده است. روش‌های مختلف بکارگیری شده جهت ارزیابی تلفات نیاز به یکسری زیرساخت‌ها و ابزارهای اولیه دارند که به آنها پرداخته شده است. ضمناً به محدودیت‌های آنها نیز اشاره شده است. در نهایت با مطالعه روش‌های فعلی در ارزیابی تلفات در شرکت‌های توزیع ایران و همچنین مطالعه روش ارزیابی کاهش تلفات در ایران که مبتنی بر مطالعه و مقایسه هفت شاخص مختلف بودند، به پیشنهاد و توسعه راهکار اولیه جهت ارزیابی تلفات برای ایران پرداخته شد.

این گزارش توسط آقای سجاد صولت و محمد جعفریان تهیه شده است. مدیر پروژه آقای محمد جعفریان و مدیر طرح آقای محمدرضا صفری می‌باشند. این پروژه در پژوهشکده توزیع برق پژوهشگاه نیرو تعریف و انجام شده است.

فهرست مطالب

صفحه	عنوان
1	مقدمه
6	1 فصل اول مطالعات شناختی معیارها و روش ارزیابی تلفات شبکه‌های توزیع
7	-1-1 مطالعات دانشی ارزیابی تلفات
9	-2-1-1 اهمیت ارزیابی تلفات
9	-3-1-1 زیرساختها و فناوری‌های لازم جهت ارزیابی تلفات
10	-2-1 بررسی اسناد، قوانین و استانداردها، و ضوابط مطالعات و ارزیابی تلفات
10	-1-2-1 دستورالعمل‌ها و ضوابط مطالعات تلفات در ایران
11	-3-1 درصد تلفات شبکه‌های توزیع در کشورهای مختلف
15	2 فصل دوم معیارها و روش‌های عملی به‌کار رفته در ارزیابی تلفات
16	-1-2 معیارهای انتخاب کشورها جهت مطالعه
17	-2-2 روش تعیین و ارزیابی تلفات الکتریکی در کشور انگلیس
18	-1-2-2 ساختار صنعت توزیع برق انگلیس
18	-2-2-2 مکانیسم تعیین و ارزیابی تلفات در کشور انگلیس
20	-3-2 روش تعیین و ارزیابی تلفات الکتریکی در کشورهای اروپای شمالی (Nordic)
20	-1-3-2 ساختار صنعت توزیع برق کشورهای اروپای شمالی (Nordic)
27	-2-3-2 مکانیسم تعیین تلفات در کشورهای اروپای شمالی (Nordic)
28	-4-2 روش تعیین و ارزیابی تلفات الکتریکی در ایالت نیویورک کشور آمریکا
28	-1-4-2 ساختار صنعت توزیع برق ایالات متحده آمریکا
39	-2-4-2 مکانیسم تعیین تلفات در شبکه توزیع نیویورک
42	-5-2 روش تعیین و ارزیابی تلفات الکتریکی در کشور ترکیه
42	-6-2 ساختار صنعت توزیع برق ترکیه
45	-2-6-2 وظایف شرکت‌های توزیع
47	-3-6-2 وظایف و ساختار نهاد تنظیم مقررات توزیع برق
48	-4-6-2 مکانیسم گزارش‌دهی تلفات در شبکه توزیع کشور ترکیه
50	-7-2 روش تعیین و ارزیابی تلفات الکتریکی در کشور هند
50	-1-7-2 ساختار صنعت برق هند
52	-2-7-2 مکانیسم تعیین تلفات در کشور هند
53	-8-2 جمع‌بندی
55	3 فصل سوم بررسی معیارها و روش ارزیابی تلفات در شبکه‌های توزیع در مقالات و گزارشات ...
57	-1-3 تعاریف مقدماتی
57	-1-1-3 خطوط و شبکه‌های توزیع نیروی برق
58	-2-1-3 پیک مصرف
60	-3-1-3 منحنی تغییرات بار
61	-4-1-3 ضریب بار
62	-5-1-3 ضریب تلفات
63	-6-1-3 متوسط پیک بار
63	-7-1-3 زمان وقوع پیک بار

64	تلفات توان و انرژی	8-1-3
65	ضریب قدرت	9-1-3
66	درجه حرارت هادی	10-1-3
67	مجموعه روش‌های تئوری تعیین میزان تلفات مبتنی بر اندازه‌گیری	2-3
67	قرائت همزمان کنتورها با بکارگیری مأمورین قرائت کنتور	1-2-3
69	استفاده از صورتحساب برق مشترکین و برگرداندن قبوض به یک تاریخ واحد	2-2-3
75	بکارگیری تکنولوژی AMR و کاربرد کنتورهای دیجیتال سنکرون	3-2-3
77	اندازه‌گیری تلفات انرژی در حوزه یک شرکت توزیع	4-2-3
77	مجموعه روش‌های تئوری تعیین میزان تلفات مبتنی بر تخمین	3-3
78	تخمین تلفات انرژی با بکارگیری روش‌های آماری	1-3-3
84	تخمین تلفات انرژی در شبکه‌های فشار ضعیف بر پایه محاسبات واریانس بار	2-3-3
90	تخمین تلفات سیستم با بکارگیری معادل ضریب تلفات سیستم	3-3-3
92	تخمین تلفات سیستم توزیع بوسیله محاسبات درصد بار	4-3-3
99	تخمین تلفات در شبکه‌های فاقد اطلاعات کامل و اولیه مختص کشورهای در حال توسعه (top-down/bottom-up method)	5-3-3
107	تخمین تلفات شبکه توزیع (ترانسفورماتورها و فیدرهای فشار متوسط توزیع) با بکارگیری تخمین بار پست‌های توزیع	6-3-3
110	مجموعه روش‌های تئوری تعیین میزان تلفات مبتنی بر محاسبه	4-3
110	محاسبه و ارزیابی تلفات با بکارگیری سیستم‌های مانیتورینگ اتوماسیون	1-4-3
111	محاسبه تلفات انرژی به روش مجموع انرژی در شبکه‌های توزیع شعاعی	2-4-3
119	بررسی روند ارائه معیارهای ارزیابی تلفات	5-3
119	روش‌های مستقیم و غیرمستقیم	1-5-3
119	روش‌های سنتی و مدرن	2-5-3
120	روش‌های تخمین (گذشته‌نگری) و برآورد (آینده‌نگری)	3-5-3
120	روش‌های احتمالاتی و قطعی	4-5-3
121	روش‌های آفلاین و آنلاین	5-5-3
121	روش‌های ابتکاری و غیرابتکاری	6-5-3
121	روش‌های توسعه نیافته، در حال توسعه و توسعه یافته	7-5-3
122	جمع‌بندی و مقایسه روش‌های تئوری و عملی ارائه شده در ارزیابی تلفات	6-3
4	فصل چهارم زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی معیارها و روش‌های ارائه شده در ارزیابی	
125	تلفات	
126	زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی راهکار کنتورخوانی	1-4
126	زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی راهکار پخش بار	2-4
127	زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی روش‌های آماری	3-4
127	زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی معادلات تخمین تلفات با بکارگیری معادل ضریب تلفات سیستم	4-4
127	زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی روش محاسبه درصد بار	5-4
128	زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی روش تخمین تلفات در شبکه فاقد اطلاعات	6-4
128	زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی راهکار مانیتورینگ و اتوماسیون	7-4
128	زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی روش تخمین بار پست‌های توزیع	8-4
129	زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی روش مجموع انرژی	9-4
129	جمع‌بندی	10-4
5	فصل پنجم محدودیت‌ها و الزامات مورد نیاز برای پیاده‌سازی معیارها و روش‌های ارائه شده در	
	ارزیابی تلفات 130	

131	محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی راهکار کنتورخوانی	-1-5
132	محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی راهکار پخش بار	-2-5
132	محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی روش‌های آماری	-3-5
133	محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی معادلات تخمین تلفات با بکارگیری معادل ضریب تلفات سیستم	-4-5
133	محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی روش محاسبه درصد بار	-5-5
134	محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی روش تخمین تلفات در شبکه فاقد اطلاعات	-6-5
134	محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی راهکار مانتیورینگ و اتوماسیون	-7-5
134	محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی روش تخمین بار پست‌های توزیع	-8-5
135	محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی روش مجموع انرژی	-9-5
135	جمع‌بندی	-10-5
136	فصل ششم پیشنهاد معیارها و روش‌های ارزیابی تلفات شبکه توزیع در ایران	6
137	معیارها و روش‌های مورد استفاده در ارزیابی تلفات شبکه توزیع در ایران	-1-6
139	هدف‌گذاری شاخص‌های ارزیابی	-1-1-6
141	تعیین دوره ارزیابی شاخص‌ها	-2-1-6
142	دریافت اطلاعات	-3-1-6
143	محاسبه مقادیر شاخص‌ها	-4-1-6
143	ارزیابی شاخص‌ها	-5-1-6
143	اعمال مشوق‌های لازم و اصلاح اهداف	-6-1-6
144	اعلام دلایل برآورده نشدن اهداف توسط شرکت توزیع	-7-1-6
144	روابط محاسبه تلفات در شرکت‌های توزیع ایران	-2-6
144	تلفات از نظر شرکت‌های برق منطقه‌ای	-1-2-6
146	تلفات از نظر صنعت برق (تلفات کل شبکه)	-2-2-6
148	تلفات شبکه انتقال و فوق توزیع	-3-2-6
149	درصد تلفات	-4-2-6
150	پیشنهاد معیارها و روش‌های ارزیابی تلفات توزیع در ایران	-3-6
150	کلیات راهکار مقدماتی	-1-3-6
152	توسعه راهکار پیشنهادی برای محاسبه تلفات در تجهیزات مختلف شبکه	-2-3-6
163	جمع‌بندی	-4-6
164	فصل هفتم نتیجه‌گیری	7
168	مراجع	

فهرست شکل‌ها

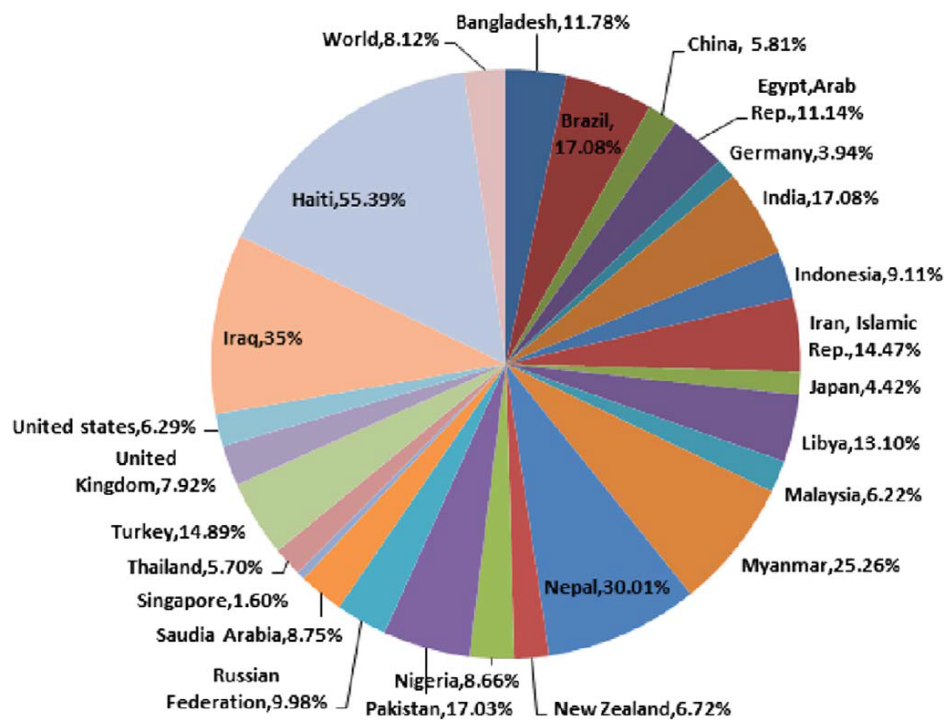
صفحه	عنوان
22.....	شکل (1-2): دسته‌بندی فعالیت‌های شبکه توزیع برق
30.....	شکل (2-2): ظرفیت تولید بنگاه‌های صنعت برق ایالات متحده به تفکیک نوع مالکیت
30.....	شکل (3-2): میزان فروش بنگاه‌های صنعت برق ایالات متحده به تفکیک نوع مالکیت
31.....	شکل (4-2): تعداد مصرف‌کنندگان بنگاه‌های صنعت برق ایالات متحده به تفکیک نوع مالکیت
35.....	شکل (5-2): بازیگران صنعت برق ایالات متحده
36.....	شکل (6-2): رابطه میان بازیگران در ایالت کالیفرنیا
39.....	شکل (7-2): بخش‌های مختلف ایالت نیویورک تحت مدیریت شرکت‌های توزیع
43.....	شکل (8-2): بازیگران بازار برق ترکیه
52.....	شکل (9-2): نقشه زمانی خصوصی سازی در صنعت برق هند
61.....	شکل (1-3): نمونه ای از منحنی بار 24 ساعته (خانگی)
71.....	شکل (2-3): پروفیل بار و مقدار مصرف انرژی یک مشترک طی 2 ماه
73.....	شکل (3-3): پروفیل بار و مقدار مصرف انرژی یک مشترک طی 2 ماه بر اساس فرضیه بیان شده
76.....	شکل (4-3): روش نصب کنتورها در پست‌های توزیع و فیدرها
76.....	شکل (5-3): الگوریتم تعیین میزان تلفات بوسیله سیستم AMR
80.....	شکل (6-3): نمونه یک فیدر توزیع
81.....	شکل (7-3): منحنی بار مربوط به مصارف مختلف در یک شبکه توزیع نمونه
104.....	شکل (8-3): نرخ تلفات فنی بر حسب تعداد مشترکین بر کیلومتر فیدر
105.....	شکل (9-3): نرخ تلفات فنی بر حسب کیلووات ساعت بر مشترک
106.....	شکل (10-3): در مطالعه موردی در بررسی وضعیت فیدرها بر اساس مشابَهت مابین آن‌ها به 4 دسته تقسیم شده‌اند
107.....	شکل (11-3): منحنی تابع تلفات در چهار زوم استخراج شده
110.....	شکل (12-3): الگوریتم پیشنهادی برای تلفات
111.....	شکل (13-3): شماتیک ارتباطی بین سیستم اتوماسیون و نرم افزار تحلیل گر
114.....	شکل (14-3): یک شبکه شعاعی ساده
138.....	شکل (1-6): فرآیند ارزیابی و نظارت بر شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات
148.....	شکل (2-6): روند محاسبه تلفات در شبکه توزیع ایران

فهرست جداول

عنوان	صفحه
جدول (1-1): نحوه‌ی کسب اطلاعات لازم برای ارزیابی تلفات	7
جدول (1-2): معیار انتخاب کشورهای مورد مطالعه	16
جدول (2-2): مقایسه نقش و مسئولیت DSO در کشورهای نوردیک	23
جدول (3-2): شرکت‌های توزیع فعال در ایالت نیویورک	38
جدول (4-2): اطلاعات شرکت توزیع Central Hudson Gas & Electric Corp.	39
جدول (5-2): ضریب تلفات مورد استفاده در شبکه توزیع Central Hudson Gas & Electric Corp.	40
جدول (6-2): آمار تلفات واقعی و تلفات مورد انتظار EMRA برای هر شرکت توزیع در کشور ترکیه	48
جدول (7-2): سطح چشم‌انداز تلفات از طرف رگولاتور کشور ترکیه	49
جدول (8-2): دسته‌بندی راهکارهای مورد استفاده در کشورهای مختلف برای ارزیابی تلفات	53
جدول (9-2): دسته‌بندی راهکارهای مورد استفاده در کشورهای مختلف برای تعیین تلفات	54
جدول (1-3): فرم برداشت و ثبت مقدار قرائت شده کنتورها	68
جدول (2-3): قبض برق خوانده شده یک مشترک	70
جدول (3-3): قبض برق نرمالیزه شده به ساعت 12 روز اول هر ماه	71
جدول (4-3): پارامترهای استفاده شده در محاسبه	72
جدول (5-3): رابطه خطای نسبی با مقدار بیشینه و کمینه پروفیل بار	74
جدول (6-3): رابطه خطای نسبی با مقدار بیشینه و کمینه پروفیل بار	74
جدول (7-3): اندازه‌گیری تلفات در محدوده هر شرکت توزیع	77
جدول (8-3): مقدار شاخص $m_{L,K}$ برای بارهای اکتیو مختلف (بر حسب پریونیت)	83
جدول (9-3): مقدار شاخص $m_{L,K}$ برای بارهای راکتیو مختلف (بر حسب پریونیت)	83
جدول (10-3): کواریانس منحنی‌بارهای روزانه برای بارهای اکتیو (بر حسب درصد بار متوسط)	83
جدول (11-3): فهرست المان‌ها و گرہ‌ها	114
جدول (12-3): مقایسه روش‌های تئوری و عملی	123
جدول (1-6): دوره ارزیابی شاخص‌ها	142
جدول (2-6): منبع اطلاعات جهت محاسبه شاخص‌های ارزیابی تلفات	142

مقدمه

شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی واسط میان تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان توان الکتریکی هستند. سطح جریان در این شبکه‌ها بالا بوده و در نتیجه تلفات الکتریکی در این شبکه‌ها زیاد است. در یک تعبیر ساده، تلفات انرژی الکتریکی در شبکه توزیع را می‌توان بعنوان میزان انرژی مصرفی تجهیزات آن شبکه به واسطه تأمین بارهای مصرفی دانست [1]. این درحالی‌است که گاهی، تلفات انرژی الکتریکی ناشی از عوامل غیرفنی نظیر برق‌دزدی است. از این‌رو، مراجع و گزارشات مختلف، تلفات را به دو دسته کلی تلفات فنی و غیرفنی تقسیم‌بندی کرده‌اند که این اصطلاحات و تعابیر در ادامه گزارش توصیف می‌شوند. تلفات انرژی الکتریکی بیانگر میزان بازدهی و بهره‌وری شبکه توزیع است [2]. شکل (0-1)، منحنی تلفات کشورهای مختلف را نشان می‌دهد. مطابق با این منحنی، مشاهده می‌شود که میزان تلفات در کشورهای توسعه‌یافته حدود 3 تا 7 درصد است. درحالی‌که در کشورهای توسعه‌نیافته، میزان تلفات تا حدود 35 درصد و بیشتر هم می‌رسد [2].



شکل (0-1): میزان تلفات الکتریکی کشورهای مختلف [2]

عوامل مختلفی در ایجاد تلفات در شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی نقش ایفا می‌کند. این عوامل را می‌توان به طور کلی به دو دسته تلفات فنی و تلفات غیر فنی شبکه تقسیم‌بندی کرد [3].

ü تلفات فنی شبکه

تلفات فنی شبکه شامل موارد زیر است :

1. تلفات ذاتی تجهیزات (تلفات ناشی از مقاومت خطوط - تلفات بی باری ترانس‌ها - تلفات مسی یا بار داری ترانس‌ها)
2. تلفات ناشی از شرایط محیطی (تلفات ناشی از رطوبت و کرونا - تلفات ناشی از گرد و غبار و آلودگی هوا - تلفات ناشی از برخورد و اتصال شاخه درختان)
3. تلفات کنتور و وسایل اندازه‌گیری (عدم دقت در اندازه‌گیری)
4. تلفات ناشی از ضریب توان نامناسب
5. تلفات ناشی از نامتعادلی بار در فازها و توزیع تک فازه فشار ضعیف
6. تلفات در اثر استفاده از لوازم و تجهیزات نامرغوب
7. تلفات طراحی‌های نامناسب (عدم استفاده از ترانسفورماتور با قدرت مناسب - عدم نصب ترانسفورماتور در مرکز ثقل بار - عدم تناسب بهینه بین ولتاژهای انتقال و فوق توزیع و فشار متوسط و فشار ضعیف)
8. تلفات ناشی از قدمت و فرسودگی شبکه‌ها به ویژه در مناطق ساحلی شمالی و جنوب کشور
9. تلفات ناشی از اتصالات شبکه و عدم استفاده از سیستم زمین کردن صحیح
10. تلفات ناشی از احداث شبکه‌های طولانی جهت تأمین برق روستاها بنا بر ضرورت اجتماعی
11. تلفات در تجهیزات شبکه به دلیل نشت جریان

ü تلفات غیر فنی شبکه

تلفات غیر فنی شبکه شامل موارد زیر است :

1. استفاده غیر مجاز از برق به صورت آشکار (ناشی از مسائل اجتماعی - عدم نصب کنتورهای روشنایی معابر و کنتورهای مصارف مؤسسات و منازل سازمانی)

2. استفاده غیر مجاز از برق به صورت مخفی و پنهان (دستکاری در لوازم اندازه گیری و کنتورها-خارج کردن کنتورها از مدار-عدم قرائت صحیح مأمورین تشخیص و سو استفاده -کارکرد نادرست کنتورها و تنظیم نبودن آنها)

هدف از انجام این تحقیق بررسی و ارائه راهکارهای ارزیابی تلفات در شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی است. برای این منظور در این فصل ضمن معرفی مفهوم ارزیابی تلفات، اهمیت پرداختن به این موضوع مطرح می‌شود. در فصل دوم این تحقیق، معیارها و روش‌های عملی به کار رفته در ارزیابی تلفات مورد بررسی قرار می‌گیرد. فصل سوم تحقیق به معیارهای تئوری ارائه شده در ارزیابی تلفات اختصاص می‌یابد. فصل چهارم، زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی معیارها و روش‌های ارائه شده در ارزیابی تلفات را مطرح می‌کند. محدودیت‌ها و الزامات مورد نیاز برای پیاده‌سازی معیارها و روش‌های ارائه شده در ارزیابی تلفات در فصل پنجم مطرح می‌گردد و در فصل ششم، معیارها و روش‌های ارزیابی تلفات شبکه توزیع در ایران ارائه می‌شود و یک راهکار اولیه برای این منظور پیشنهاد می‌گردد. نهایتاً این تحقیق در فصل هفتم نتیجه‌گیری و جمع‌بندی می‌گردد.

در این گزارش، روش‌های ارزیابی تلفات در برخی از کشورها و نواحی مانند انگلستان، کشورهای حوزه نوردیک، ایالت نیویورک آمریکا، ترکیه، و هندوستان آورده شده و مورد بررسی قرار گرفته است. لازم به توضیح است که معیار انتخاب این کشورها در گزارش آورده شده است. برخی از روش‌ها صرفاً در مقالات اشاره شده یا در گزارشات برخی شرکت‌ها بکار گرفته شده‌اند. این روش‌ها نیز در این گزارش آورده شده است. روش‌های مختلف بکارگیری شده جهت ارزیابی تلفات نیاز به یکسری زیرساخت‌ها و ابزارهای اولیه دارند که به آنها پرداخته شده است. ضمناً به محدودیت‌های آنها نیز اشاره شده است. در نهایت، راهکار کلی برای کشور ایران جهت استفاده از روش‌های ارزیابی تلفات انجام شده است.

فصل اول

مطالعات شناختی معیارها و روش ارزیابی

تلفات شبکه‌های توزیع

1-1- مطالعات دانشی ارزیابی تلفات [4]

رگولاتورها در شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی، مداوم در حال بررسی عملکرد شبکه‌های توزیع هستند. شاخص‌ها و معیارهای مختلفی در بررسی عملکرد شبکه‌های توزیع نقش ایفا می‌کند. یکی از مهم‌ترین شاخص‌ها، میزان تلفات در این شبکه‌ها است. اگر بازیگران صاحب نقش در موضوع تلفات شبکه‌های توزیع برق را شامل رگولاتور، بهره‌بردار و خرده‌فروش انرژی الکتریکی بدانیم، رگولاتور مسئول صحت‌سنجی گزارشات تلفات و ارزیابی تلفات است و بهره‌بردار و خرده‌فروش بسته به قوانین داخلی و آیین‌نامه‌های حوزه توزیع برق در هر کشور، مسئول تأمین تلفات از محل بازار برق هستند. همچنین بهره‌بردار مسئول اجرایی مکانیزم‌های رگولاتور برای حفظ سطح تلفات شبکه تحت بهره‌برداری خودش است.

اصطلاح ارزیابی تلفات که توسط رگولاتور در شبکه توزیع برق اجرا می‌شود، به فرایند بررسی عملکرد شبکه توزیع با شاخص تلفات انرژی الکتریکی و اتخاذ مکانیزمی جهت اصلاح، بهبود و یا حفظ سطح تلفات در شبکه‌های توزیع تحت نظارت رگولاتور اطلاق می‌شود. از این رو اولین گام در فرایند ارزیابی تلفات، دستیابی به شاخص تلفات شبکه توزیع است. سه روش کلی در دستیابی به شاخص تلفات شبکه توزیع برق مطرح است که عبارت‌اند از: 1- اندازه‌گیری¹ یا پایش²، 2- محاسبه³ و 3- تخمین⁴. جدول زیر این روش‌ها را حوزه‌بندی کرده است.

جدول (1-1): نحوه‌ی کسب اطلاعات لازم برای ارزیابی تلفات

روش	مراحل انجام	شیوه انجام	صحت/دقت	سهولت
اندازه‌گیری	خواندن اطلاعات کنتورهای سمت مشترکین و جمع کردن آن‌ها	برداشت اطلاعات فروش انرژی از طریق کنتورهای نصب‌شده در نقاط مختلف مصرفی در شبکه	زیاد	بسیار سخت
	خواندن اطلاعات کنتورهای سمت پست ورودی به شبکه و جمع کردن آن‌ها	برداشت اطلاعات خرید انرژی از طریق کنتورهای نصب‌شده در پست ورودی به شبکه	زیاد	ساده

¹ Measurement

² Metering

³ Calculation

⁴ Estimation

بسیار ساده	زیاد	حاصل جمع انرژی فروخته شده به مشترکین شبکه از کل انرژی خریداری شده و وارد شده به شبکه کسر می شود و تلفات نامیده می شود.	تفاضل داده ها
ساده	زیاد		انتخاب مدل
بسیار سخت	نه چندان زیاد	اندازه گیری پارامترها/ برداشت اطلاعات از کاتالوگ یا منوال	برداشت اطلاعات
سخت	وابسته به نوع مدل	کامپیوتری	مدل سازی
ساده	وابسته به نوع مدل و نرم افزار منتخب	با اجرای نرم افزار	انجام محاسبات
بسیار ساده	وابسته به نوع مدل و نرم افزار منتخب	با تکرار اجرای نرم افزار	تکرار محاسبات
سخت	وابسته به نوع مدل	به روز رسانی مدل و اطلاعات شبکه	به روز رسانی
بسیار ساده	بسته به نحوه انتخاب ضرایب	تلفات بر اساس ضریب بار یا سایر شاخص های وابسته به اطلاعات گذشته شبکه به دست می آید.	تخمین با توجه به سوابق قبلی همان سیستم
بسیار ساده	بسته به دقت در محاسبه بار	تلفات بر اساس درصدی از بار شبکه مورد مطالعه محاسبه می گردد.	با توجه به برداشت اطلاعات موردی (هرچند ناقص) فعلی از همان سیستم
بسیار ساده	بسته به میزان شباهت دو شبکه	تلفات شبکه توزیع مشابه با شبکه توزیع فعلی	با توجه به وضعیت فعلی سیستم های مشابه

مطابق جدول فوق، هرچند دقت روش پایش و اندازه گیری مستقیم تلفات از روی کنتورخوانی بسیار بالا است، اما باید توجه داشت که پایش و اندازه گیری دقیق تلفات، با توجه به گستردگی و پیچیدگی شبکه توزیع، تغییر مداوم سطح بار هر فیدر و عدم امکان پایش پیوسته شبکه بسیار هزینه ور است. از این رو، مجموعه راهکارهایی برای محاسبه و تخمین تلفات توسعه داده شده است. بعد از آنکه رگولاتور به میزان تلفات در یک شبکه توزیع دست یافت، در تکمیل فرایند ارزیابی تلفات، به دنبال ارائه مشوق های انگیزشی و یا جریمه های پیشگیرانه برای بهره برداران شبکه های توزیع هست تا کاهش تلفات را به یک رویه و دغدغه همیشگی برای بهره برداران شبکه تبدیل کنند. رگولاتورها در فرایند ارزیابی تلفات، بر اساس سند چشم انداز و سیاست های کلان هر کشور در حوزه انرژی، میزان تلفات را با معیارهای مشخصی مقایسه کرده و سیاست های تشویقی و یا تنبیهی را در دستور کار قرار می دهند.

1-1-2- اهمیت ارزیابی تلفات

تلفات انرژی الکتریکی، بخش اجتناب‌ناپذیری از انرژی است که به واسطه تأمین مشترکین شبکه، تلف می‌شود. بخش اعظمی از کل تلفات سیستم‌های قدرت به حوزه توزیع معطوف است [4]. بهبود بازدهی انرژی در کل سیستم‌های قدرت تا حد زیادی مرهون مطالعات و ارزیابی تلفات در بخش توزیع است و تا کنون راهکارهای متعددی جهت کاهش تلفات در شبکه‌های توزیع مطرح شده است. با توجه به وابستگی تلفات شبکه به مجذور جریان، بیشترین تلفات در پیک بار رخ خواهد داد و از این رو به همان نسبت، باید ظرفیت تولید شبکه را نیز افزایش داد. بنابراین، ارزیابی تلفات، اهمیت اقتصادی و فنی زیادی برای شبکه توزیع برق به همراه دارد. از طرف دیگر، با توجه به تجدیدساختار در حوزه توزیع برق و مسئولیت بهره‌بردار شبکه توزیع در تأمین تلفات (که یا به‌طور مستقیم توسط خود بهره‌بردار و یا غیر مستقیم از طریق خرده‌فروش صورت می‌گیرد)، در دست‌بودن اطلاعات دقیقی از تلفات شبکه توزیع لازم و ضروری است تا ضمن وجود شفافیت مالی در تأمین هزینه‌های تلفات، معیار واحدی در کارآمدسنجی بهره‌بردار شبکه در اجرای مکانیزم‌های رگولاتور جهت مدیریت و کاهش تلفات وجود داشته باشد. در ادامه به تشریح راهکارهای تئوری و عملی ارزیابی تلفات پرداخته می‌شود.

1-1-3- زیرساخت‌ها و فناوری‌های لازم جهت ارزیابی تلفات

در فصول دوم و سوم این گزارش، روش‌ها و راهکارهای تئوری و عملی موجود در زمینه‌ی ارزیابی تلفات در شبکه‌های توزیع برق در کشورهای مختلف مطالعه شده‌اند. از آنجا که زیرساخت‌ها و فناوری‌های مورد استفاده در هر یک از روش‌ها بستگی به نوع روش بکارگیری شده دارد، بنابراین، تجهیزات مختلفی مورد استفاده قرار خواهند گرفت. با توجه به اینکه روش‌های بکارگیری شده در دو فصل بعد ارائه شده‌اند، زیرساخت‌ها و مجموعه تسهیلات سخت‌افزاری مورد نیاز برای اجرای هر راهکار در فصل چهارم آورده شده و از ذکر آن‌ها در این فصل صرف‌نظر می‌شود.

1-2- بررسی اسناد، قوانین و استانداردها، و ضوابط مطالعات و ارزیابی تلفات

شرکت EPRI به همراه مجموعه تحقیقاتی انرژی ایالت نیویورک کشور آمریکا، تحقیقاتی را روی شرکت‌های برق نیویورک انجام داده‌اند تا اقدامات و روش‌های عملی برای ارزیابی تلفات سیستم الکتریکی انجام داده است. در این تحقیق، موارد زیر ارزیابی شده‌اند [1]:

1- روش‌های صنعتی و عملی استفاده شده در شرکت‌های نیویورک برای محاسبه تلفات در سیستم‌های توزیع و انتقال؛

2- اندازه‌گیری‌ها برای کاهش تلفات؛

3- تأثیر تعرفه‌های توان راکتیو روی تلفات الکتریکی.

در مطالعات مربوط به تلفات، با مفاهیم و تعارف مختلفی مواجه هستیم. در مراجع مختلف، این مفاهیم به صورت-های مختلف تعریف شده‌اند. از این رو، لزوم استفاده از یک تعریف مشخص و واضح وجود دارد. تعاریف استفاده شده برای اندازه‌گیری کمیت‌های شرایط سینوسی، غیرسینوسی، متعادل و نامتعادل در استاندارد IEEE 1459 آورده شده است. فرمول‌ها و بیان ریاضی که در گذشته استفاده شده‌اند و همچنین تعاریف جدید گنجانده شده‌اند. برای مثال می-توان به کمیت‌هایی مانند توان اکتیو، توان ظاهری، توان راکتیو، ضریب توان، و اعوجاج هارمونیک کل اشاره کرد [2]. در [3]، شرکت ABB بیان شده است که تلفات انتقال و توزیع بین 6 تا 8 درصد نرمال خواهد بود. در این مرجع، در مورد روش‌های کاهش تلفات در شبکه‌های برق روش‌هایی ارائه شده است. میزان تلفات انتقال و توزیع در شبکه برق آمریکا بین سال‌های 2001 تا 2005 میلادی در منحنی‌هایی آورده شده است.

1-2-1- دستورالعمل‌ها و ضوابط مطالعات تلفات در ایران

با توجه به معتبرترین آمارهای در دسترس، از میزان تلفات 19 درصد کل سطوح سیستم برق کشور اعم از توزیع، انتقال و تولید، شبکه‌های توزیع بخش عمده تلفات را به خود اختصاص داده است. این در حالی است که میزان تلفات موجود در سطح انتقال و تولید در برخی موارد اجتناب‌ناپذیر است و در سایر موارد با توجه به متمرکز بودن مراکز تولید

برق با انجام سرمایه‌گذاری مناسب به سادگی قابل رفع می‌باشد. با بررسی شبکه‌های توزیع نیز مشخص می‌شود که با اتخاذ تمهیداتی می‌توان از میزان تلفات تا حدود زیادی کاست. لازم به توضیح است که تلفات ناشی از اتصالات سست که سهم قابل توجهی در تلفات شبکه‌های توزیع دارد با هزینه‌ی بسیار پایینی قابل برطرف کردن است و در این راستا تجهیز شرکت‌های توزیع به پاره‌ای امکانات و گروه‌های ویژه در کاهش میزان این نوع تلفات تأثیرگذار خواهد بود. در مرجع [4]، دستورالعمل اجرایی مقابله با اتصالات سست در حوزه‌ی بهره‌برداری از طریق گرم‌نگاری آورده شده است.

بخش از تلفات در شبکه‌های توزیع می‌تواند ناشی از جریان نشتی در درختان مجاور تیرها و دکل‌های برق باشد. هر چند که میزان این تلفات بسیار ناچیز و در اکثر موارد قابل صرف‌نظر است اما مواردی مانند قابلیت اطمینان شبکه و تأمین ایمنی و حفظ سلامت مردم شرکت توانیر را مجاب کرده است که دستورالعملی در رابطه با مدیریت هرس درختان در حریم شبکه‌های توزیع نیروی برق ارائه دهد. این دستورالعمل در مرجع [5] آورده شده است.

همانطور که در این فصل گفته شده و در فصول بعد به آن پرداخته خواهد شد، درصد بالایی از تلفات در پیک بار اتفاق می‌افتد، چرا که تلفات متناسب با مجذور جریان بار است. از این رو، مسائل مربوط به بار موضوعاتی است که از نقطه نظر تلفات بسیار حائز اهمیت است. در [6]، به موضوعات مدیریت بار پست‌ها پرداخته شده است. نامتعادل بودن بار فیدرها می‌تواند سبب افزایش تلفات در شبکه‌های توزیع شود. در این دستورالعمل و دستورالعمل [7]، الگوهایی جهت متعادل‌سازی بار فیدرها آورده شده است.

کاهش تلفات انرژی در شبکه‌های توزیع نیروی برق یکی از مهم‌ترین اهداف صنعت برق می‌باشد. ارزیابی عملکرد شرکت‌های توزیع در حوزه تلفات اولین گام در نیل به این هدف می‌باشد. در این راستا لزوم تدوین دستورالعمل «تجوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات» امری ضروری می‌باشد. در [8]، حداقل ضوابط و شرایط ارزیابی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات تصریح شده است.

1-3- درصد تلفات شبکه‌های توزیع در کشورهای مختلف

تلفات الکتریکی از نتایج اجتناب‌ناپذیر انتقال انرژی در شبکه‌های توزیع هستند. به طور میانگین، حدود 7 درصد انرژی انتقال یافته در سیستم‌های توزیع محلی شرکت‌های بریتانیا به عنوان تلفات الکتریکی گزارش شده است. سطح

تلفات گزارش شده در هر سال تحت تأثیر برخی عوامل از جمله عملکردهای فنی و غیرفنی قرار می‌گیرد. در کشورهای در حال توسعه و کشورهای توسعه‌یافته، نه تنها سطح تلفات متفاوت خواهد بود، بلکه سهم هر یک از عوامل ایجاد تلفات نیز تفاوت‌های آشکاری خواهد داشت. علت این امر را می‌توان در ساختارهای سیستم‌های قدرت، نحوه‌ی مدیریت آن و عوامل اجتماعی جستجو کرد.

در این بخش، سطح تلفات شبکه‌های توزیع و سهم هر یک از بخش‌های فنی و غیرفنی که در گزارش‌ها و مقالات مختلف آورده شده‌اند مرور می‌شود. مرور سهم هر یک از عوامل تلفات می‌تواند نشانگر مناسبی برای ارزیابی شبکه برق کشورها و تفاوت‌های فرهنگی آن‌ها باشد.

تا حدود سال 2005 میلادی در بریتانیا، 14 بهره‌بردار خصوصی (12 مورد در انگلستان و ولز و 2 مورد در اسکاتلند) مورد تأیید قرار گرفته و به فروش انرژی پرداخته‌اند. در [9]، گفته شده است که در این شرکت‌ها به طور میانگین $\frac{2}{3}$ تا $\frac{3}{4}$ تلفات فنی شبکه‌های توزیع مربوط به تلفات متغیر بوده است. همچنین $\frac{1}{4}$ تا $\frac{1}{3}$ نیز سهم تلفات فنی ثابت بوده است. برآوردهای این بهره‌برداران خصوصی، نشان داده است که تلفات غیرفنی 3 تا 9 درصد از کل تلفات شبکه‌های بریتانیای کبیر را شامل بوده‌اند. البته، در 2 شرکت خصوصی بریتانیا این مقدار برای تلفات غیرفنی تا 20 درصد کل تلفات نیز گزارش شده است. در تلفات غیرفنی مربوط به سه شرکت، برق دزدی حدود $\frac{0}{2}$ تا $\frac{1}{5}$ درصد و خطاهای کنتور کمتر از $\frac{0}{5}$ درصد بوده است. در [10]، تلفات فنی ثابت تمام کنتورها حدود 2 تا 3 درصد تخمین زده شده است. این مرجع با بیان اینکه تلفات در سمت 11 کیلوولت 3 درصد و در سمت ولتاژ پایین 7 درصد بوده است، تأثیر سطح ولتاژ را در کاهش تلفات سیستم نشان داده است.

در ترانسفورماتورها، تلفاتی به صورت تلفات دی الکتریک، نشت روغن، فرسودگی تجهیزات، اتصالات سست و غیره وجود دارند. معمولاً، این تلفات کمتر از 1 درصد از کل تلفات ترانسفورماتور را شامل می‌شود [11].

در کشورهای آمریکای لاتین و حوزه‌ی مدیترانه، بطور میانگین 17 درصد از انرژی تولید شده در هر سال به تلفات تبدیل می‌شود (بین سال‌های 2007 تا 2011 میلادی)، که 80 درصد آن متعلق به شبکه‌های توزیع است. 14 تا 15 درصد در کشورهای با درآمد پایین، 13 درصد در کشورهای با درآمد متوسط، و 6 تا 9 درصد در کشورهای با درآمد بالا سهم تلفات سیستم قدرت بوده است. در برخی از کشورهای این حوزه، تلفات شبکه‌های توزیع بر حسب درصد به این

صورت بوده است: جمهوری دومنیکن 32/8، پاراگوئه 24/3، هندوراس 22، کلمبیا 18/2، اکوادور 16/2، اروگوئه 15، برزیل 13/5، مکزیک 14/5، آرژانتین 11/9، پاناما 9/7 و پرو 3/4. در [12]، ادعا شده است که بخش قابل توجهی از این تلفات مربوط به مؤلفه‌ی غیرفنی بوده است. مرجع [13] به تلفات غیرفنی اتفاق افتاده در کشور تایلند پرداخته است. تأکید بیشتر آن بر روی تلفات غیرفنی ناشی از برق دزدی و مصادیق مختلف آن بوده است. این مرجع طبق تحقیقاتی که از اکتبر 2000 تا ژوئن 2001 انجام داده به این نتیجه رسیده است که تلفات ناشی از برق دزدی حدود 0/32 درصد تلفات سیستم را تشکیل داده است.

تلفات کل در کشور هندوستان از حدود 15 درصد در سال 1967 میلادی به تدریج تا 28/36 درصد تا سال 2012 رسیده است که بین 80 تا 90 درصد از این میزان تلفات در شبکه‌های توزیع روی می‌دهد [14]. شبکه‌های توزیع نیویورک در کشور ایالات متحده تا سال 2008 و 2009 میلادی تلفاتی از 1/9 درصد تا 4/6 درصد داشته‌اند. این مقدار تلفات درصدی بین 33/7 و 64/9 از تلفات کل سیستم را شامل بوده‌اند [1]. شرکت Hydro One در ایالت اوهایو کشور کانادا تلفات توزیع خود را 5/05 درصد تخمین زده که 0/6 درصد آن مربوط به تلفات ترانسفورماتور بوده است. نواحی شهری این ایالت 3/6 درصد و نواحی روستایی 7/3 درصد تلفات داشته‌اند. در نواحی شهری، تلفات خطوط توزیع ولتاژ پایین 0/9 درصد، تلفات بی‌باری ترانسفورماتور 1/2 درصد، تلفات بارداری ترانسفورماتور 0/8 درصد، و تلفات خطوط توزیع ولتاژ بالا 0/5 درصد بوده‌اند. این تلفات برای نواحی روستایی به ترتیب 2/5 درصد، 1/7 درصد، 0/8 درصد، و 0/9 درصد بدست آمده است [15]. براساس گزارش مرجع [15]، تلفات غیرفنی شرکت‌های حوزه‌ی آمریکای شمالی، بریتانیا و استرالیا حدود 1/2 درصد است.

در [16]، تلفات شبکه‌های توزیع تعدادی از کشورهای اروپایی آمده است. براساس این مرجع تلفات توزیع در سال 2010 میلادی در فنلاند 3/3 درصد، فرانسه 4/24 درصد، نروژ 5 درصد، پرتغال 7/2 درصد، و نروژ 2/31 درصد بوده است. در [17]، میزان تلفات غیرفنی برخی کشورها در سال 2007 میلادی مقایسه شده است. بر این اساس، تلفات غیرفنی نسبت به کل تلفات در هندوستان 20 تا 40 درصد، فیلیپین 3/5 درصد، اندونزی کمتر از 5 درصد، اردن 3 تا 5 درصد، چین 10 درصد، ونزوئلا 12/74 درصد، و آمریکا، انگلستان و استرالیا 0/2 تا 1 درصد برآورد شده‌اند.

شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ به عنوان بزرگترین شرکت توزیع نیروی برق کشور ایران و یکی از بزرگترین شرکت‌های توزیع نیروی برق خاورمیانه با 4/5 میلیون مشترک که 14 درصد از مشترکین برق کشور را تشکیل می‌دهد جهت تأمین برق مطمئن و مستمر برای این تعداد مشترک از 32 هزار کیلومتر شبکه‌ی فشار متوسط و ضعیف و همچنین 18 هزار دستگاه ترانسفورماتور بهره می‌برد. تا پایان سال 92، تلفات شبکه توزیع برق تهران 10 درصد بوده و طبق راهکارهای اندیشیده شده، تا پایان سال 96 میزان تلفات به 6/6 درصد کاهش پیدا خواهد کرد. در کشور ایران، ذکر شده است که برق دزدی یک آفت جدی تلفات در این شبکه است. از این رو، لایحه‌ای در مجلس درمورد نحوه‌ی تأمین برق در سکونتگاه‌های غیررسمی و همچنین نحوه‌ی برخورد قانونی با برق دزدی تصویب شده است [18].

فصل دوم

معیارها و روش‌های عملی به کار رفته در ارزیابی تلفات

مقدمه

بهره‌برداران شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی تحت اثر دو عامل رقابت بازار و ابلاغیه‌های (تشویقی یا تنبیهی) رگولاتوری، به‌طور مداوم برای کاهش تلفات برنامه‌ریزی می‌کنند. از طرفی همانطور که در فصل اول عنوان شد، رگولاتور برای نظارت بر کیفیت بهره‌برداری از شبکه و در راستای سیاست‌های کلان، به ارزیابی تلفات در شبکه‌ها می‌پردازد. اولین گام هم در ارزیابی تلفات و هم در برنامه‌ریزی‌های بهره‌برداری برای کاهش تلفات، تدوین راهکاری مناسب جهت تعیین میزان تلفات است که مطابق آنچه در فصل اول عنوان گردید، به سه دسته کلی تقسیم‌بندی می‌شوند. همانطور که قبلاً عنوان گردید، در شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی به واسطه گستردگی آن‌ها و هزینه بالای نصب تجهیزات اندازه‌گیر، معمولاً اندازه‌گیری تلفات با چالش روبرو است. از این‌رو معمولاً محاسبه و تخمین تلفات برای گزارش‌دهی تلفات شبکه توزیع مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این فصل، راهکارهای مختلف ارزیابی تلفات که در شبکه‌های توزیع کشورهای مختلف مورد استفاده قرار گرفته است، معرفی می‌شود. در ادامه این فصل ضمن معرفی شاخص‌های مختلف برای انتخاب شبکه‌های توزیع و کشورهای مورد مطالعه، به بررسی راهکارهای ارزیابی تلفات در این کشورها پرداخته می‌شود.

2-1- معیارهای انتخاب کشورها جهت مطالعه

جدول زیر، سه شاخص کلی مورد استفاده در انتخاب کشورها را نشان می‌دهد.

جدول (2-1): معیار انتخاب کشورهای مورد مطالعه

معیار	زیرمعیارها	کشورهای نمونه
میزان تلفات شبکه	کشورهایی دارای شبکه‌های توزیع با تلفات بالا	ترکیه، هند، پاکستان، کشورهای آفریقایی، برزیل و ...
	کشورهایی دارای شبکه‌های توزیع با تلفات پایین	کشورهای اروپای شمالی، آمریکا، انگلیس، فرانسه، کانادا و ...
میزان توسعه یافتگی	کشورهای توسعه یافته	کشورهای اروپای شمالی، آمریکا، انگلیس، کانادا و ...
	کشورهای در حال توسعه	ترکیه، هند، برزیل و ...
	خصوصی	کشورهای اروپای شمالی، انگلیس، ترکیه و ...

ساختار مدیریتی شبکه توزیع	عمومی	برخی از ایالت‌های هند و برخی از ایالت‌های آمریکا
	دولتی	برخی از ایالت‌های هند و فرانسه، آلمان و ...

مطابق جدول فوق، معیار انتخاب کشورهای مختلف برای بررسی روش‌های ارزیابی تلفات، ساختار مدیریتی شبکه توزیع (اعم از دولتی، خصوصی)، میزان توسعه‌یافتگی (توسعه یافته یا در حال توسعه) و میزان تلفات هر کشور است. کشورهای متعددی بر اساس این معیارها مطابق جدول فوق کاندید شدند. در نهایت بر اساس در دسترس بودن اسناد و گزارشات شبکه‌های توزیع هر کشور در حوزه موضوع تحقیق، پنج کشور انتخاب شدند. برای این منظور کشورهای انگلیس (خصوصی و توسعه یافته)، کشورهای نوردیک (خصوصی و توسعه یافته)، ایالت نیویورک کشور آمریکا (خصوصی و توسعه یافته)، ترکیه (خصوصی و در حال توسعه) و هند (دولتی و در حال توسعه) انتخاب شده‌اند و نحوه ارزیابی تلفات در این کشورها مورد بررسی قرار گرفت. در ادامه، راهکارهای ارزیابی تلفات در هر یک از این کشورها به تفکیک مورد مطالعه و بررسی قرار می‌گیرند.

2-2- روش تعیین و ارزیابی تلفات الکتریکی در کشور انگلیس [21-23]

بنابر گزارشات واصله از مجمع رگولاتوری‌های برق و گاز اروپا، تعریف جامعی برای تلفات انرژی الکتریکی در اروپا وجود ندارد. به‌نحوی که برخی از کشورهای عضو این مجمع، تلفات را میزان انرژی مصرفی شبکه حین تأمین مشترکان شبکه (یا اصطلاحاً تلفات فنی) می‌دانند. درحالی‌که کشورهای دیگر، برق‌دزدی و یا توان اندازه‌گیری نشده ناشی از خرابی دستگاه‌های اندازه‌گیری (یا اصطلاحاً تلفات غیرفنی) را نیز جزو آمار تلفات کل شبکه اعلام می‌کنند. در این تحقیق، از میان کشورهای اروپایی بعنوان کشورهای توسعه یافته، کشور انگلستان و کشورهای نوردیک برگزیده شده‌اند و بر اساس گزارشات موجود، نحوه ارزیابی تلفات در آن‌ها مطالعه شده است. در این بخش به تشریح نحوه ارزیابی تلفات در کشور انگلیس پرداخته می‌شود. در این کشور، رگولاتور بر اساس اطلاعات گذشته هر شبکه توزیع، اطلاعات تلفات سال بعد آن شبکه را ارزیابی کرده و در صورت کاهش تلفات، به شرکت توزیع مورد ارزیابی پاداش می‌دهد و در صورت افزایش تلفات، آن شرکت را جریمه می‌کند. به این ترتیب در این کشور سطح استاندارد برای تلفات وجود

ندارد و در واقع با ایجاد یک مکانیزم تشویقی/تنبیهی، سعی می‌شود تا تلفات هر شبکه ارزیابی و کنترل گردد. در ادامه ضمن تشریح ساختار صنعت توزیع برق انگلستان، به تشریح روش‌های تعیین میزان تلفات در این کشور پرداخته می‌شود.

2-2-1- ساختار صنعت توزیع برق انگلیس [22]

انگلستان دارای 14 بهره‌بردار شبکه توزیع (DNO)¹ دارای مجوز است که هر یک مسئول ارائه خدمات توزیع به ناحیه مشخصی هستند. این 14 شرکت بهره‌بردار توزیع تحت تملک شش گروه مختلف است. در این کشور، بهره‌برداری توزیع از خرده‌فروشی جدا شده و شرکت‌های بهره‌بردار شبکه توزیع، مالک و بهره‌بردار شبکه شامل دکل‌ها و کابل‌ها می‌باشند و حق فروش برق به مشترکین را ندارند. از سال 1999، نهاد تنظیم مقررات دو صنعت گاز و برق در بریتانیا با یکدیگر ادغام گردیده و اداره بازارهای گاز و برق² را تشکیل دادند. امروزه این نهاد به‌صورت توأمان به تنظیم مقررات در هر دو صنعت گاز و برق می‌پردازد و هدف اصلی خود را حمایت از مصرف‌کنندگان خدمات گاز و برق قرار داده است. وظایفی همچون ایجاد رقابت سالم بین بازیگران صنعت به‌منظور دست یافتن به قیمت‌های رقابتی، عرضه مطمئن گاز و برق و همچنین رعایت الزامات زیست‌محیطی نیز بر دوش این اداره گذاشته شده است.

2-2-2- مکانیسم تعیین و ارزیابی تلفات در کشور انگلیس [21 و 23]

در کشور انگلیس، بهره‌بردار مسئول تعیین میزان تلفات و گزارش‌دهی تلفات به رگولاتور شبکه است. با مشخص شدن تلفات شبکه توزیع، خرده‌فروش مسئول خریداری تلفات از بازار انرژی است. گزارش‌دهی تلفات در دو قالب توسط بهره‌بردار شبکه ارائه می‌شود. در قالب اول، بهره‌بردار بر اساس اطلاعات در دسترس از کنتورهای سمت شبکه فوق توزیع و کنتورهای مشترکین که از سمت خرده‌فروش انرژی در اختیارش قرار می‌گیرد، گزارش سالانه‌ای را در ارتباط با میزان تلفات شبکه توزیع خود به رگولاتور ارائه می‌کند. این گزارش معمولاً باید تا انتهای مارس هر سال به رگولاتور

¹ Distribution Network Operator

² Office of Gas and Electricity Markets

ارائه شود. سپس رگولاتور ضمن ارزیابی آمار و اطلاعات گزارش شده که شامل جمع‌آوری اطلاعات و صحت سنجی نتایج است، سیاست‌های تشویقی و یا تنبیهی مشخصی را برای بهره‌بردار شبکه منظور خواهد کرد.

اما گزارش نوع دومی نیز از سمت بهره‌بردار شبکه تهیه می‌شود و آن گزارش شامل تلفات شبکه توزیع و همچنین توان ورودی به شبکه از سمت هر خرده فروش انرژی الکتریکی است. این گزارش به این منظور تدوین می‌شود که نه تنها هر خرده‌فروش در جریان توان فروخته‌شده به شبکه قرار گیرد، بلکه خرده‌فروش بتواند با تخمین و یا محاسبه تلفات به ازای هر نیم ساعت، سهم خود را در تأمین انرژی شبکه توزیع تأمین کند.

مکانیسم تعیین میزان تلفات در کشور انگلیس بر اساس دو روش کلی تخمین تلفات و روش اندازه‌گیری یا همان اختلاف میزان توان ورودی به شبکه و توان فروخته‌شده به مشترکین شبکه است. در روش اندازه‌گیری، بهره‌بردار شبکه، کنتورهای شبکه فوق توزیع حوزه خود را خوانده و اطلاعات آن‌را هر 30 دقیقه یک بار ضبط می‌کند. خرده‌فروش انرژی الکتریکی نیز اطلاعات کنتورهای سمت مشترکین را به بهره‌بردار شبکه گزارش می‌کند. برای این منظور، مشترکین در شبکه توزیع انگلیس به دو دسته کلی تقسیم‌بندی می‌شوند. مشترکین نیم ساعته¹ (HH) و مشترکین غیرنیم ساعته² (NHH). مشترکین نیم‌ساعته، مجموعه مشترکین و مصرف‌کنندگان بزرگی هستند که توان آن‌ها توسط دستگاه‌های اندازه‌گیری الکترونیکی مجهز به سیستم‌های مخابراتی، هر نیم ساعت یکبار اندازه‌گیری و گزارش می‌شود. در طرف مقابل، مشترکین غیرنیم‌ساعته هستند که شامل مشترکین کوچک مانند مصرف‌کنندگان خانگی می‌شود که خواندن کنتور آن‌ها به ازای هر نیم‌ساعت، امکان‌پذیر نیست و اساساً، نصب دستگاه‌های اندازه‌گیری پیشرفته در مسیر اتصال آن‌ها به شبکه اقتصادی نیست. در رابطه با مصرف این نوع مشترکین، بهره‌بردار شبکه پروفیل مصرف این مشترکین را به هشت کلاس دسته‌بندی کرده و بر اساس ساعت و روز مشخص، مصرف آن‌ها را به ازای هر نیم ساعت تخمین می‌زند و در محاسبات وارد می‌کند. در فرایند تخمین، حتی اثر تغییرات آب و هوایی نیز با در نظرگیری ضرایبی، اعمال می‌شود. همچنین برق اندازه‌گیری نشده مانند برق‌های روشنایی شهری و معابر و ... توسط

¹ Half hourly

² Non-half hourly

بهره‌بردار تخمین زده شده و در نهایت، در هر نیم ساعت، عددی بابت این نوع مصارف گزارش می‌گردد. سپس بهره‌بردار به ازای هر نیم ساعت، اختلاف توان ورودی و توان مصرفی را محاسبه کرده و بعنوان تلفات شبکه گزارش می‌کند. طبیعی است که میزان تلفات محاسبه شده توسط بهره‌بردار، باید توسط خرده‌فروش و در بازارهای لحظه‌ای خریداری گردد. در روش دیگری، بهره‌بردار با کمک ضریب تلفات به محاسبه تلفات در این کشور می‌پردازد و باید توجه داشت که آمار و اطلاعات تلفات روزانه که از روش اندازه‌گیری به دست آمده است، تا 2 سال ذخیره شده و به کمک آن، ضریب تلفات در محاسبه تلفات شبکه اصلاح و بروزرسانی می‌گردد.

3-2- روش تعیین و ارزیابی تلفات الکتریکی در کشورهای اروپای شمالی (Nordic) [24]

در این بخش به مکانیسم تعیین و ارزیابی تلفات در کشورهای اروپای شمالی پرداخته می‌شود. در کشورهای حوزه اروپای شمالی با توجه به توسعه‌یافتگی شبکه‌های توزیع، دغدغه‌ای از جهت میزان تلفات وجود ندارد و در نتیجه، هیچ سطح مطلوب و استاندارد برای تلفات توسط رگولاتور شبکه توزیع در این کشور تعیین نمی‌شود و همچنین مکانیزمی برای کاهش تلفات نیز وجود ندارد. در ادامه، ابتدا ساختار صنعت توزیع برق کشورهای اروپای شمالی مطرح می‌شود و سپس مکانیسم تعیین تلفات ارائه می‌شود.

2-3-1- ساختار صنعت توزیع برق کشورهای اروپای شمالی (Nordic) [25-26]

لفظ کشورهای نوردیک به چهار کشور دانمارک، فنلاند، نروژ و سوئد اطلاق می‌شود. آغاز خصوصی‌سازی در کشورهای Nordic از کشور نروژ در سال 1990 شروع گردید. در تمامی این کشورها جداسازی بخش رقابتی از سیستم انحصاری با استقرار بهره‌بردار مستقل سیستم صورت پذیرفت و در حال حاضر تمامی مشترکین قادر به تعیین فروشنده توان خود به صورت دلخواه می‌باشند.

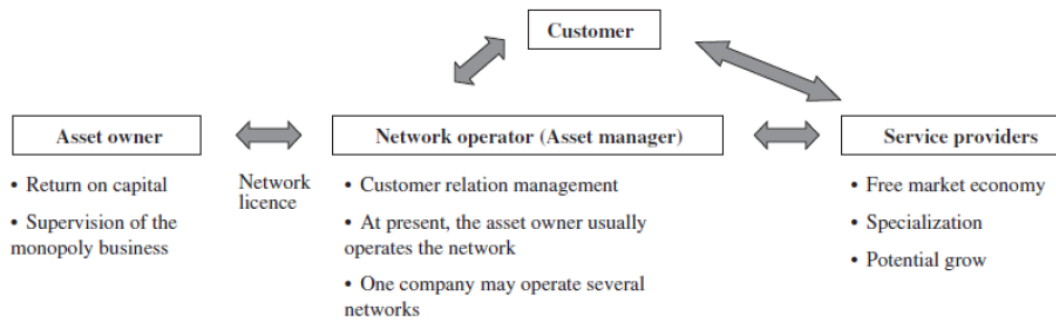
2-3-1-1- بهره‌بردار سیستم توزیع¹ در کشورهای Nordic

از آنجایی که ساختن و حفظ شبکه‌های برق مقرون به صرفه نیست، شبکه برق به عنوان انحصار طبیعی شناخته می‌شود. همچنین شبکه توزیع باعث تشکیل بازار برق می‌شود و در نتیجه DSO ها در نوردیک مسئول وظایف زیادی در شبکه می‌شوند که برای عملکرد بازار ضروری است. DSO ها از شبکه برق نوردیک نگهداری و آن را توسعه می‌دهند و قراردادهای انشعاب را با مشترکان منعقد می‌کنند. آن‌ها مسئولیت کنترل بهره‌برداری و خدمات خاموشی را بر عهده دارند. یکی از مهم‌ترین وظایف DSO ها در کشورهای نوردیک اندازه‌گیری مصرف برق و تحویل داده‌های انرژی به خرده‌فروش برق می‌باشد. بعلاوه، فعالیت‌های اصلی DSO های دیگر برنامه‌ریزی کسب و کار و خدمات پشتیبانی اجرایی و خدمات به مشترکین است [25].

فعالیت‌های شبکه در کشورهای نوردیک در سه دسته تقسیم‌بندی می‌شوند: مالکیت شبکه، بهره‌برداری شبکه و خدمات مختلف. مالک شبکه در اصل در حال حاضر همان مدیریت کننده دارایی‌ها می‌باشد که مسئولیت بهره‌برداری از شبکه را دارد. با این حال، از منظر تئوری امکان دارد که یک مدیریت کننده دارایی‌ها از چندین شبکه توزیع بهره‌برداری کند. روند توسعه صنعت برق برون‌سپاری خدمات و ایجاد کردن شبکه‌های همکار می‌باشد. شکل‌گیری آرام و رشد مشارکت شرکت‌های تأمین کننده خدمات² را قادر می‌سازد تا بر روی کسب و کارهای اصلی تمرکز کنند و از بهترین روش‌ها بهره‌برداری کنند. همچنین برون‌سپاری مقرون به صرفه خدمات نظارت و قانون‌گذاری کسب و کار شبکه را ساده می‌کند، در زمانی که بخش قابل توجهی از خدمات در بازارهای رقابتی صورت می‌گیرد. شکل (2-1) مالک دارایی، مدیریت دارایی و ارائه خدمات را نشان می‌دهد.

¹ Distribution System Operator (DSO)

² Service Providers



شکل (2-1): دسته‌بندی فعالیت‌های شبکه توزیع برق [25]

در کشورهای نوردیک مشتریان به صورت فیزیکی به DSOهای خود متصل هستند که همه آن‌ها یک ناحیه جغرافیایی تعیین شده دارند. بر اساس Directive 2003/54/EC، ایالت‌های عضو¹ نیاز دارند تا مکانیزم‌های کافی و مناسب برای مقررات، کنترل و شفافیت ایجاد کنند بنابراین DSOها از وضعیت برتر خودشان سو استفاده نمی‌کنند. بنابراین، هر ایالت عضو یک یا چند سازمان نظارتی ملی را انتخاب می‌کند تا بر روی شکایات بر اساس قانون بازار برق² پیاده‌سازی شده و فعالیت‌های شبکه‌ای که توسط DSOها انجام می‌شود نظارت کند. قانون‌گذار بازار برق برای عدم تبعیض، رقابت مؤثر و عملکرد مناسب بازار مسئول است. علاوه بر این قانون‌گذار بازار برق، ممکن است برخی نهادهای نظارتی بر DSOها نیز وجود داشته باشد. هدف تعادل بین قیمت و قابلیت اطمینان توزیع برق به منظور دستیابی به یک راه حل بهینه اجتماعی اقتصادی است. مقررات بر روی تمام بازیگران بازار تأثیرگذار است. به دلیل مقررات، مشتریان از تعرفه‌های توزیع منصفانه و کیفیت خوب توزیع برق سود می‌برند. با این حال، مدیریت و بهره‌برداری از زیرساخت‌های برقی قابل اعتماد با هزینه‌های منطقی موردعلاقه کل جامعه است. به علاوه، DSOها در یک محیط کسب و کار ثابت و قابل پیش‌بینی عمل می‌کنند. آن‌ها دستیابی به یک بازگشت سرمایه منطقی و درآمد کافی را به منظور حفظ و توسعه شبکه توزیع تضمین می‌کنند.

ساختار و اندازه جغرافیایی شبکه توزیع و همچنین شکل مالکیت بین DSOها متفاوت است. برای مثال، بیشتر DSOهای فنلاندی به شرکت‌های Liability محدود می‌شوند که تحت مالکیت یک یا چندین شهرداری است اما

¹ Member States

² Electricity Market Act

DSO ممکن است شرکت تحت مالکیت دولت باشد. تنوع در مالکیت بر روی استراتژی‌های کسب و کار تأثیرگذار است. در برخی موارد، مالک از DSO بهترین سود موجود از طریق مقررات را می‌خواهد درحالی‌که استراتژی دنبال شده توسط برخی مالکان هدف کاهش عوارض توزیع را دارد. بااین‌حال، یک فعالیت شبکه مناسب و خوب سازماندهی شده امکان انجام هر دو هدف را به‌طور پیوسته فراهم می‌کند [25].

2-1-3-2- وظایف کلی بهره‌برداران سیستم توزیع در کشورهای نوردیک

در تمامی کشورهای نوردیک، نقش عمده بهره‌برداران سیستم توزیع، به‌عنوان تسهیل‌کننده شرایط بازار است. این وظیفه مستلزم ارجاع بعضی از سطوح خدماتی به بازیگران دیگر و عدم تبعیض گذاری بین آن‌ها است. برای دستیابی به یک بازار رقابتی کامل در سطح خرده‌فروشی، عملکرد بی‌طرفانه بهره‌بردار سیستم توزیع امری ضروری به نظر می‌رسد. برای اطمینان از عملکرد بی‌طرفانه این نهاد، می‌بایست واحدهای فنی از واحدهای بازاری به‌طور کامل جدا شوند. مهم‌ترین وظیفه بهره‌برداران سیستم توزیع که در تمام کشورهای ناحیه نوردیک یکسان است، بودن به‌عنوان یک نهاد تسهیل‌کننده امور است. در این نقش، بهره‌بردار سیستم توزیع به جمع‌آوری اطلاعات موردنیاز خود از شرکت‌کنندگان بازار می‌نماید که این نقش به‌منظور اندازه‌گیری و نحوه تسویه بالانس می‌باشد. مقایسه وظایف DSO ها در کشورهای نوردیک در جدول (2-2) ارائه شده است [26].

جدول (2-2): مقایسه نقش و مسئولیت DSO در کشورهای نوردیک [26]

سوئد	نروژ	فنلاند	دانمارک	
180	135	89	107	تعداد
DSO	DSO	DSO	DSO	مسئول قرائت کنتور
DSO	DSO/ Customer	DSO/ Customer	DSO	مسئول تأمین دستگاه اندازه‌گیری
DSO	DSO	DSO	DSO	مسئول تعمیرات و نگهداری دستگاه‌های اندازه‌گیری
TSO	TSO	TSO/DSO	TSO	مسئول تسویه بالانس
DSO & Supplier	DSO and/or Supplier	DSO & Supplier	DSO & Supplier	مسئول آماده‌سازی صورت‌حساب مشتریان
تعریف نشده	ENOVA	تعریف نشده	DSO	مسئول هدایت مصرف‌کنندگان به

2-3-1-3 مجوز بهره‌برداران سیستم توزیع در کشورهای نوردیک

در تمامی 4 ملیت موجود در ناحیه، کلیه امور مربوط به بازیگران و سرمایه‌داران بازار، تحت قوانین و در چهارچوب مشخصی اداره می‌شود. یکی از این قانون‌ها، مربوط به بهره‌برداران سیستم توزیع و نحوه مجوزگیری آن‌ها می‌باشد. وضعیت کنونی این کشورها به صورت زیر قابل تفکیک است [26].

دانمارک

به منظور فعالیت به عنوان بهره‌بردار سیستم توزیع، می‌بایست یک مجوز رسمی از وزارت انرژی و اقلیمی صادر گردد. این مجوز برای یک دوره حداقل 20 ساله صادر می‌گردد و ممکن است بسته به شرایط مختلف تغییرپذیر باشد. در حال حاضر، 112 بهره‌بردار سیستم توزیع دارای مالکیت خصوصی توسط مصرف‌کنندگان، شهرداری و یا توسط شرکت نفت و گاز طبیعی دانمارک خریداری شده است.

فنلاند

برای عملکرد در شبکه برق کشور فنلاند، مجوزی از مرجع بازار انرژی موردنیاز است. این مجوز برای بهره‌برداران سیستم انتقال و توزیع موردنیاز است. با توجه به قانون بازار انرژی، بهره‌بردار سیستم توزیع مسئول توسعه سیستم خود است تا جوابگوی تقاضای درخواستی مشترک خود باشد. این مجوز برای یک دوره معین صادر می‌گردد.

نروژ

برای فعالیت در یک ناحیه مشخص و سرویس‌دهی در آن ناحیه، شرکت‌ها ملزم به دریافت گواهینامه از اداره منابع آب و انرژی نروژ¹ می‌باشند. با توجه به قانون انرژی، تمامی بهره‌بردارانی که در ناحیه خود دارای مجوز تأسیس هستند، ملزم به سرویس‌دهی مصرف‌کنندگان خود می‌باشند.

¹ Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)

سؤند

با توجه به قانون الکتریسیته، تمامی بهره‌برداران سیستم توزیع می‌بایست دارای مجوزی از سمت هیئت بازرسان بازار انرژی این کشور برای فعالیت در ناحیه موردنظر باشند. این مجوز برای یک دوره 25 تا 40 ساله صادر شده و شرکت می‌بایست حداقل 2 سال مانده به اتمام دوره، جهت تمدید دوره بعد اقدام نماید.

2-3-1-4- خرده‌فروشی در کشورهای نوردیک

مشترکان خانگی همانند مشترکان صنعتی و تجاری کوچک برق را از بازار خرده‌فروشی تأمین می‌کنند. خرده‌فروشان برق تأمین‌کنندگان محلی یا کنسرسیومی از چندین تأمین‌کننده هستند. تأمین کردن برق در هر کدام از کشورهای Nordic رقابتی است و الزامات کمتری نیز برای تأمین‌کنندگان نسبت به DSO ها تنظیم شده است. تنها در نروژ تمام تأمین‌کنندگان ملزم به امتیاز انحصاری تجارت می‌شوند. در دانمارک، یک مجوز نیاز می‌شود در زمانی که مرتبط با الزامات طرح تأمین است.

بر اساس دستورالعمل 2003/54/EC، مشترکین برای جابجایی خرده‌فروش خود بدون هیچ عوارضی آزاد هستند. اگرچه برای حفظ دسترسی مصرف‌کننده به برق، برخی تأمین‌کنندگان ملزم به فروش برق در سطح قیمت‌های منطقی هستند. معمولاً، خرده‌فروش ملزم شده تأمین‌کننده محلی است یا تأمین‌کننده‌ای هست که بیشترین قدرت بازار را دارد یا بزرگ‌ترین سهم بازار در ناحیه شبکه دارد. در برخی کشورها، خرده‌فروش ملزم شده ممکن است توسط قانون‌گذار یا توسط DSO انتخاب شود، یا تمام تأمین‌کنندگان ممکن است ملزم به فروش برق به مشتریان خانگی را داشته باشند. قیمت‌ها در الزامات تأمین برق معمولاً اطلاعات عمومی هستند و همچنین قیمت‌ها ممکن است تنظیم شوند [25].

اختلافاتی بین کشورهای نوردیک با توجه به اینکه چگونه الزامات تأمین و تأمین‌کنندگان آخرین طرح‌های مراجعه پیاده‌سازی می‌شود وجود دارد. در فنلاند، الزامات یا شرایط برای تأمین یکسان نیست. به بیان دیگر، تأمین کردن به صورت خودکار شروع نمی‌گردد، اما مشترک باید یک قرارداد با خرده‌فروش موردنظرش ببندد. شرایط تنها به این معنی است که خرده‌فروش مجبور است برق موردنیاز مشتری را تأمین کند. از سوی دیگر، در کشورهای نوردیک دیگر،

مشتریانی که به صورت موقت بدون قرارداد تأمین هستند توسط تأمین کنندگان قراردادی¹ تحت شرایط تأمین برق موردنظر تأمین خواهند شد. در نروژ، DSO وظیفه تأمین مشتریانی را دارد که تأمین کنندگان عادی² در ناحیه شبکه‌شان وجود ندارد و شرایط برای تأمین تعرفه برای 6 هفته تنظیم می‌شود، اما بعد از این دوره تعرفه باید به مشتری یک مشوقی ارائه دهد تا یک قرارداد تأمین کنندگان عادی صورت پذیرد. تأمین کننده‌ی آخرین طرح مراجعه³ بر روی مشتریانی اعمال می‌شود که تأمین برق آن‌ها در خطر قطع شدن است، برای مثال زمانی که تأمین کننده‌ی مشتری ورشکست می‌شود. در واقع، تأمین کننده‌ی آخرین مراجعه و شرایط تأمین در کشورهای نوردیک یکسان است.

با توجه به عملکرد بازار، شرایط برای تأمین کردن و تأمین کننده‌ی آخرین طرح‌های مراجعه ممکن است تأثیر منفی داشته باشد، همان‌طور که طرح‌ها ممکن است ساختارهای بازار قدیمی حفظ گردد و بنابراین مشتریان غیرفعال می‌مانند. به خصوص، در بازار برق نوردیک، تأمین کننده غیرمستقیم یا خارجی ممکن است چنین بازارهایی را جذاب فرض نکند. به بیان دیگر، تأمین کنندگان تحت پوشش این طرح‌ها می‌توانند مزایای رقابتی نسبت به سایر تأمین کنندگان را به دست آورند [25].

2-3-1-5- نقش و مسئولیت‌های خرده‌فروشان در کشورهای نوردیک

تأمین کردن توان در تمامی کشورهای نوردیک، به صورت کامل رقابتی است [26].

دانمارک

نقش کلی تأمین کنندگان توان، تأمین برق مورد نیاز تمامی مصرف کنندگان است. رنج مصرف کنندگان از مشترکین خانگی کوچک شروع و تا مصرف کنندگان بزرگ صنعتی ادامه دارد. در کشور دانمارک، در صورتی که در نواحی سرویس‌دهی دارای تأمین کننده پیش فرض باشیم، تأمین کنندگان دیگر می‌توانند از مجوز التزام تولید در آن ناحیه بهره

¹ Default Supplier

² Ordinary Supplier

³ Last Resort Scheme

گیرند. در این کشور، تأمین کنندگانی نیز وجود دارند که تنها در بازار تجاری فعال هستند و در نهایت تأمین کنندگانی نیز موجود هستند که در هر دو زمینه، التزام تولید و شرکت در بازار آزاد فعال می‌باشند.

در حال حاضر، 77 خرده‌فروش در کل کشور دانمارک در حال فعالیت می‌باشند که از این تعداد، 32 شرکت بدون مجوز التزام به تولید مشغول فعالیت هستند. دیگر شرکت‌های خرده‌فروش که دارای مجوز تعهد عرضه می‌باشند می‌بایست قیمت‌های فروش برق خود را به‌صورت پیاپی به DERA ارسال نمایند. تأمین کنندگانی که تحت این مجوز به فعالیت می‌پردازند، از طرف آژانس انرژی دانمارک دارای مجوز خدمت‌رسانی می‌باشند.

فنلاند

در کشور فنلاند برای هر ناحیه از شبکه توزیع، تنها یک خرده‌فروش وجود دارد که مسئول تأمین برق موردنیاز مصرف‌کننده ناحیه خود باقیمت منطقی است.

نروژ

نقش کلی تأمین کنندگان توان، تأمین برق موردنیاز تمامی مصرف‌کنندگان است. رنج مصرف‌کنندگان از مشترکین خانگی کوچک شروع و تا مصرف‌کنندگان بزرگ صنعتی ادامه دارد. در حال حاضر 170 خرده‌فروش در این کشور فعال هستند. از این بین تنها 17 شرکت تأمین‌کننده توان در کل این کشور به دادوستد می‌پردازند و این در حالی است که تعداد شرکت‌هایی که در کل کشور به فعالیت می‌پردازند بسیار بیشتر می‌باشند. قانون انرژی به‌صراحت بیان می‌کند که خرده‌فروشان برای فعالیت‌های تجاری در این کشور نیازمند مجوز رسمی هستند.

سوئد

مصرف‌کنندگان در کشور سوئد در حال حاضر می‌توانند از بین 123 خرده‌فروش، که تنها 20 شرکت از بین آن‌ها به‌صورت محلی فعالیت می‌کنند، خرده‌فروش خود را انتخاب نمایند. نقش این شرکت‌ها و وظایف آن‌ها به‌طور قاطع و صریح در قانون انرژی این کشور ثبت‌نشده است. برای فعالیت در بازار انرژی این کشور می‌بایست از طرف هیئت بازرسان بازار انرژی EI مجوز موردنیاز را اکتساب نمود.

2-3-2- مکانیسم تعیین تلفات در کشورهای اروپای شمالی (Nordic) [24]

تلفات در کشورهای اروپای شمالی، با روش اندازه‌گیری محاسبه می‌گردد. به عبارت بهتر، تلفات به صورت اختلاف توان ورودی و خروجی از شبکه اندازه‌گیری می‌شود. مصارف عمومی برق مثل برق ناشی از روشنایی معابر در این کشور اندازه‌گیری شده و جزو آمار تلفات به حساب نمی‌آید. همچنین برق مصرفی در معابر که اندازه‌گیر برای آن‌ها تعبیه نشده، توسط تخمین بار تعیین می‌شود و جزو آمار تلفات بحساب نمی‌آید. اما خطای اندازه‌گیری در کنتور در آمار تلفات وارد می‌شود. محاسبه و گزارش‌دهی تلفات نیز بر عهده بهره‌بردار شبکه توزیع است و به صورت سالانه انجام می‌گیرد. همچنین بهره‌بردار شبکه مسئول تأمین تلفات است و برای این منظور، از بازار لحظه‌ای، تلفات را خریداری می‌کند که این تلفات به صورت ساعتی و بر اساس اعمال درصد تلفات سالانه (که قبلاً محاسبه شده است) روی پروفیل بار که معمولاً با تخمین بدست می‌آید، محاسبه می‌شود. با توجه به تغییر سطح تلفات، گاهی بهره‌برداران شبکه، با قراردادهایی دوطرفه، مقدار معینی از تلفات را در قالب قراردادهای با قیمت ثابت خریداری می‌کنند و برای خرید تلفات بیشتر، از قیمت لحظه‌ای در بازار تبعیت می‌کنند.

2-4- روش تعیین و ارزیابی تلفات الکتریکی در ایالت نیویورک کشور آمریکا [27]

در ایالت نیویورک آمریکا، برای ارزیابی تلفات، سطح استاندارد بر اساس اطلاعات تاریخیچه هر شبکه در نظر گرفته می‌شود و سطح تلفات اعلام شده از سمت بهره‌بردار شبکه با میزان سطح استاندارد مقایسه می‌شود. همچنین در این کشور، مکانیزم‌هایی برای کاهش تلفات تدوین شده است که سالانه بر روی سطوح استاندارد برای تلفات اثر می‌گذارد. در ادامه این بخش، ابتدا ساختار صنعت توزیع برق ایالت متحده آمریکا و در ذیل آن، ایالت نیویورک، تشریح می‌گردد و در ادامه، مکانیسم تعیین میزان تلفات عرضه می‌شود.

2-4-1- ساختار صنعت توزیع برق ایالات متحده آمریکا

در ایالات متحده یکپارچگی عمودی شرکت‌های خصوصی برق شکسته شده است و بخش‌های تولید، انتقال، توزیع و خرده‌فروشی از یکدیگر مجزا شده‌اند. طبق آمار سال 2013 در ایالات متحده آمریکا بیش از 3306 بنگاه در صنعت

برق فعالیت دارند که مالکیت آن‌ها یا در اختیار سرمایه‌گذاران خصوصی¹، مالکیت عمومی²، به صورت تعاونی³ و یا به صورت فدرال است. البته، در ایالات متحده آمریکا دولت به صورت سنتی همچنان مالک بنگاه‌های برق متعددی باقی مانده است. اگرچه فروشندگان برق نیز در این کشور به خرید و فروش برق می‌پردازند، اما مالکیت یا مدیریت هیچ‌یک از بخش‌های تولید، انتقال یا توزیع را در اختیار ندارند. آنچه اکنون به عنوان بنگاه‌های برق⁴ شناخته می‌شود، شرکت‌هایی هستند که همه یا بخش‌هایی از کارکردهای تولید، انتقال، توزیع، اندازه‌گیری، صدور صورت حساب⁵ و تسویه با مشتریان را انجام می‌دهند.

2-1-4-1- بنگاه‌های برق با مالکیت خصوصی

بنگاه‌های برق با مالکیت خصوصی در آمریکا در تمام ایالات غیر از نبراسکا (که در آن بنگاه‌های برق عمدتاً در تملک شهرداری هستند) حضور دارند و مانند تمام کسب و کارهای خصوصی در دنیا، هدف اصلی آن‌ها از فعالیت، کسب سود برای سرمایه‌گذاران است. این بنگاه‌ها، سود کسب شده را یا به صورت سود سهام بین سهامداران تقسیم کرده و یا آن را صرف سرمایه‌گذاری مجدد می‌کنند. بنگاه‌های خصوصی در مجموع از نظر تعداد، 5/7 درصد کل بنگاه‌های صنعت برق آمریکا را در اختیار دارند اما حدود 36/3 درصد از ظرفیت نصب شده برق کل ایالات متحده در اختیار آن‌ها است. لذا به واسطه اندازه بزرگ آن‌ها و صرفه‌های مقیاس موجود در آن‌ها قیمت تمام شده برق پایینی دارند. بنگاه‌های خصوصی 38/7 درصد تولید و 52/3 درصد از میزان کل فروش برق را در اختیار دارند. علاوه بر این از نظر تعداد مصرف‌کننده، حدود 101 میلیون مصرف‌کننده نهایی مشترک این بنگاه‌ها هستند که 68 درصد کل مشترکین کشور را تشکیل می‌دهند. شکل (2-2) ظرفیت تولید بنگاه‌های صنعت برق آمریکا، شکل (2-3) میزان فروش این بنگاه‌ها به تفکیک نوع

¹ Investor-Owned

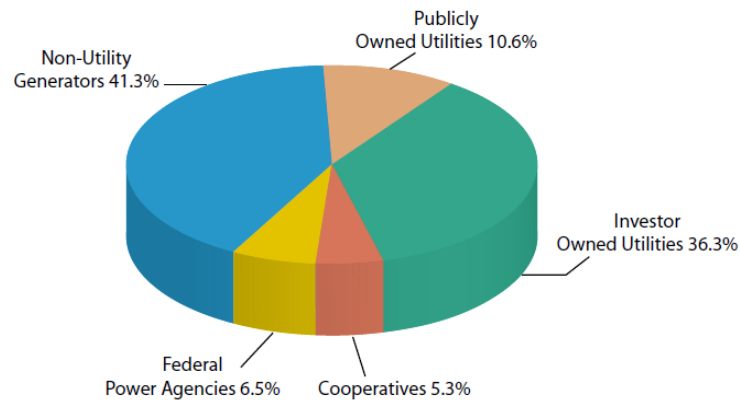
² Publicly-Owned

³ Cooperative

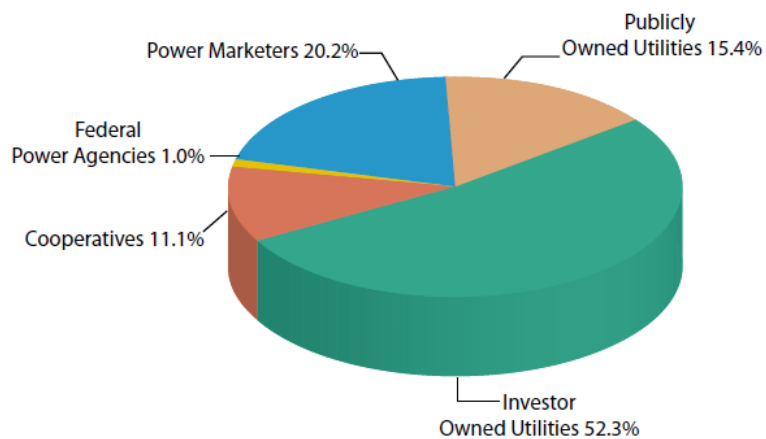
⁴ Electric Utilities

⁵ Billing Companies

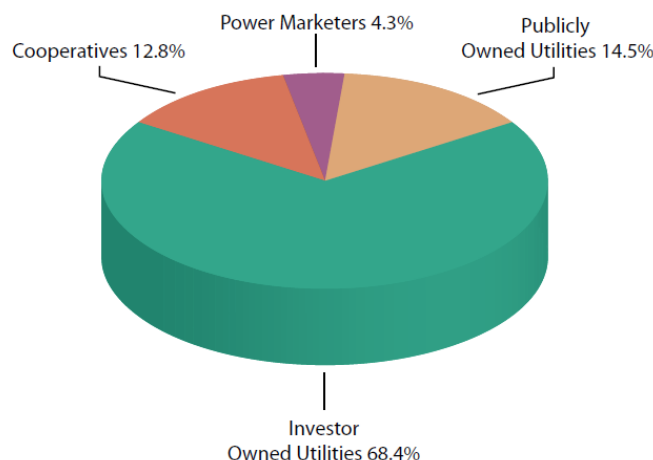
مالکیت و شکل (2-4) تعداد مصرف‌کنندگان نهایی هر یک از این بنگاه‌های فعال در صنعت برق ایالات متحده آمریکا را به تفکیک نوع مالکیت در سال 2013 نشان می‌دهد [28-29].



شکل (2-2): ظرفیت تولید بنگاه‌های صنعت برق ایالات متحده به تفکیک نوع مالکیت



شکل (2-3): میزان فروش بنگاه‌های صنعت برق ایالات متحده به تفکیک نوع مالکیت



شکل (2-4): تعداد مصرف‌کنندگان بنگاه‌های صنعت برق ایالات متحده به تفکیک نوع مالکیت

به بنگاه‌های برق خصوصی در بعضی ایالات آمریکا قدرت انحصاری ارائه خدمات در نواحی مشخص داده شده است و بنابراین موظف هستند تا به تمامی مصرف‌کنندگان آن ناحیه خدمات ارائه کنند. علاوه بر این لازم به ذکر است که اکثریت بنگاه‌های خصوصی صنعت برق آمریکا در واقع شرکت‌های عملیاتی بوده که در هر سه بخش تولید، انتقال و توزیع به صورت هم‌زمان فعالیت می‌کنند. به عبارت دیگر، بسیاری از این بنگاه‌ها که در بازار خرده‌فروشی رگلاتوری شده مشخص برای خود فعالیت می‌کنند، سعی می‌کنند به صورت ادغام‌شده عمودی عمل کرده و برق تولیدی را پس از عبور از شبکه‌های انتقال و توزیع به مصرف‌کننده نهایی برسانند.

2-1-4-2 - بنگاه‌های برق با مالکیت عمومی

درواقع این بنگاه‌ها نهادهای حقوقی دولتی غیرانتفاعی¹ هستند که یا در نواحی محلی و یا در سطح کل ایالت فعالیت می‌کنند. طبق شکل‌های (2-2) تا (4-2) در سال 2013 تعداد 2013 بنگاه برق با مالکیت عمومی در سراسر ایالات متحده آمریکا وجود داشته است که شامل 60/9 درصد کل بنگاه‌های برق این کشور بوده است. علاوه بر این، این بنگاه‌ها در مجموع 10/6 درصد از ظرفیت تولید و 9/9 درصد از تولید برق کشور را در اختیار دارند که 14/8 درصد از

¹ Nonprofit Government Entities

درآمد خرده‌فروشی کل کشور عاید آن‌ها می‌شود. روش تأمین مالی این بنگاه‌ها نیز از طریق فروش اوراق قرضه است¹ که توسط عایدات ناشی از فروش برق تضمین می‌شود [28-29].

در حالت کلی، بنگاه‌های برق عمومی در ایالات متحده در مالکیت شهرداری‌ها، قوای ایالتی²، نواحی مشخص‌شده برای صنایع عمومی³، نواحی مشخص‌شده برای آبیاری⁴ و آژانس‌های دارای فعالیت مشترک با شهرداری‌ها⁵ است. بنگاه‌های محلی یا وابسته به شهرداری در شروع تأسیس وظیفه ارائه خدمات برق برای مصرف‌کنندگان نواحی اطراف به قیمت تمام‌شده⁶ را داشته‌اند. به این صورت که بنگاه‌ها کلیه صنایع همگانی متعلق به شهرداری، بخشی از درآمد خالص خود را به صورت انتقال عمومی صندوق⁷ به مصرف‌کنندگان بازمی‌گردانند. علاوه بر این، قیمت خرده‌فروشی آن‌ها ممکن است نسبت به بنگاه‌های خصوصی هم‌جوار کمتر باشد، چراکه آن‌ها مشمول مالیات بر درآمد ایالتی فدرال نمی‌شوند. بنگاه‌های برق متعلق به شهرداری همچون سایر صنایع عمومی می‌توانند برای تأمین مالی ساخت‌وسازهای خود دست به انتشار اوراق قرضه کم‌هزینه و معاف از مالیات بزنند. علاوه بر این لازم به ذکر است که اکثر بنگاه‌های برق شهرداری‌ها تنها به توزیع برق می‌پردازند، اگرچه بعضی از آن‌ها که بزرگ‌تر هستند در تولید و انتقال برق نیز نقش دارند.

نواحی مشخص‌شده برای صنایع عمومی در ایالات متحده بیشتر در ایالات نبراسکا، واشنگتن، ارگان و کالیفرنیا متمرکز شده‌اند. نواحی مشخص‌شده برای صنایع عمومی واحدهای دولتی با اهداف خاص می‌باشند و توسط بدنه دولت محلی نظیر شهر یا کلان‌شهرها ایجاد می‌شوند که اعضای هیئت یا مدیرانی را برای حکمرانی در آن ناحیه مستقل از حاکمیت شهرداری‌ها انتخاب می‌کنند. این نواحی تسهیلات عمومی نظیر برق، آب، گاز، جمع‌آوری و مدیریت زباله‌ها و غیره را به ساکنین این نواحی ارائه می‌دهند.

¹ Bonds

² State Authorities

³ Public Utility Districts

⁴ Irrigation Districts

⁵ Joint Municipal Action Agencies

⁶ At cost

⁷ General Funds Transfer

قوای ایالتی درواقع آژانس‌هایی به نمایندگی از جانب دولت‌های ایالتی مربوط به خود هستند. متصدی توان ایالت نیویورک¹ یک از این آژانس‌ها است. NYPA در اصل یک عمده‌فروش برق (تولیدکننده) به شهرداری‌ها و تعاونی‌های برق است، اما درعین‌حال در عرضه مستقیم خدمات به مصرف‌کنندگان صنعتی واجد شرایط نیز فعالیت دارد. Santee Cooper در کارولینای جنوبی هم به خرده‌فروشی و هم به عمده‌فروشی خدمات برق می‌پردازد. Santee Cooper توزیع برق را از طریق 20 تعاونی برق انجام می‌دهد.

آژانس‌های دارای فعالیت مشترک با شهرداری‌ها به‌منظور ساخت نیروگاه‌ها و یا خرید برق به‌صورت عمده برای باز فروش به شرکت‌های توزیع وابسته به شهرداری ایجادشده‌اند که نمونه‌هایی از آن‌ها در ایالات ماساچوست، ایندیانا و جورجیا وجود دارد [28].

2-4-1-3- بنگاه‌های برق با مالکیت تعاونی

بنگاه‌های برق تعاونی درواقع در مالکیت اعضای خود آن‌ها (یعنی مصرف‌کنندگان خدمات برق) قرار دارند. تعاونی‌های توزیع، خدمات خرده‌فروشی برق را برای اعضای خود فراهم می‌کنند. تعاونی‌های تولید و انتقال نیز برق را به‌صورت عمده تهیه کرده و از طریق سیستم‌های انتقال در اختیار تعاونی‌های توزیع قرار می‌دهند.

درمجموع 877 تعاونی برق در 47 ایالت آمریکا وجود دارد. همان‌طور که در شکل‌های 2-2 تا 2-4 نشان داده‌شده است، تعاونی‌های برق در ایالات‌متحده از نظر تعداد حدود 26/5 درصد از کل بنگاه‌های برق این کشور و از نظر فروش، 11/1 درصد از فروش کل برق را تشکیل می‌دهند. علاوه بر این از نظر ظرفیت تولید 5/3 درصد و خود تولید نیز 5 درصد در اختیار تعاونی‌های برق قرار دارد. اغلب تعاونی‌های برق در نواحی روستایی فعالیت می‌کنند. این نواحی شامل نواحی هستند که تعداد مصرف‌کنندگان متمرکز کمی داشته و لذا از دید سرمایه‌گذاران خصوصی، غیر سودآور ارزیابی شده‌اند [28-29].

¹ New York Power Authority (NYPA)

تعاونی‌ها توسط هیئتی از مدیران برگزیده شده توسط اعضای آن‌ها اداره می‌شوند و وظیفه عرضه خدمات برق را برای مصرف‌کنندگان خود به قیمت تمام شده دارند و لذا تعاونی‌های برق از نظر قیمت‌گذاری، مشابه بنگاه‌های برق متعلق به شهرداری عمل می‌کنند.

2-4-1-4- بنگاه‌های برق فدرال

9 بنگاه برق فدرال در سراسر ایالات متحده وجود دارد که همگی متعلق به دولت امریکا هستند و از نظر تعداد 0/3 درصد از کل بنگاه‌های فعال صنعت برق این کشور را تشکیل می‌دهند. از نظر ظرفیت تولید، این بنگاه‌ها حدود 6/5 درصد از کل ظرفیت تولید کشور را در اختیار داشته، از نظر میزان تولید 6/4 درصد از کل تولید کشور و از نظر میزان فروش، 1 درصد از کل فروش برق در کشور امریکا را در اختیار دارند [29].

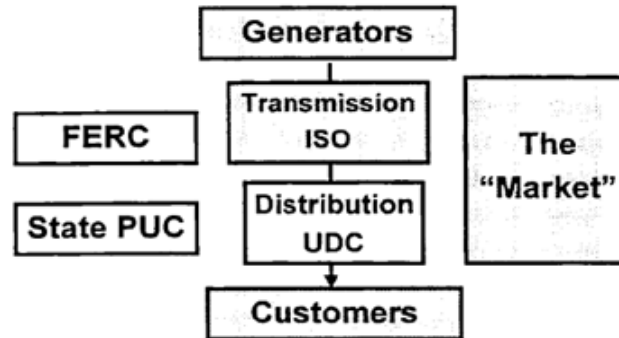
این بنگاه‌ها موظف‌اند که برق را به صورت عمده به شهرداری‌ها، تعاونی‌ها و سایر مصرف‌کنندگان غیرانتفاعی بفروشند. برق فدرال به منظور کسب سود فروخته نمی‌شود، بلکه به منظور پوشش هزینه‌های تولیدی و نیز بازپرداخت وام‌هایی که از خزانه‌داری کشور به منظور ساخت تجهیزات تولید و انتقال اخذ شده است، به فروش می‌رسد. ظرفیت آزاد بنگاه‌های فدرال تضمین عرضه مطمئن برق در شرایط بحرانی است که ممکن است باعث افت عرضه برق به شبکه شود.

جدا از بحث مالکیت و سرمایه‌گذاری در بنگاه‌های برق ایالات متحده توسط نهادهای عمومی، تنظیم مقررات در کلیه صنایع عمومی این کشور نیز به صورت محلی و ایالتی توسط مقامات فدرال تحت عنوان هیئت‌مدیره¹ صورت می‌گیرد. بنابراین بخش توزیع و خرده‌فروشی برق بنگاه‌های با مالکیت خصوصی تحت رگلاتوری ایالتی قرار دارد. علاوه بر این در بعضی ایالت‌ها، صنایع عمومی متعلق به شهرداری و شرکت‌های تعاونی برق نیز به صورت ایالتی رگلاتوری می‌شوند. با این وجود بسیاری از ایالت‌ها کنترل رگلاتوری را به مقامات شهرداری محلی یا اعضای تعاونی‌ها می‌سپارند [28].

¹ Board of Directors

2-4-1-5- بازیگران صنعت توزیع برق ایالات متحده آمریکا

بازیگران صنعت برق ایالات متحده آمریکا در شکل (2-5) نشان داده شده است. بازیگران به طور کلی عبارتند از: دو نهاد رگلاتور، شرکت های توزیع، شرکت های خرده فروش، نیروگاه های تولید برق و اپراتورهای مستقل سیستم¹ [30].

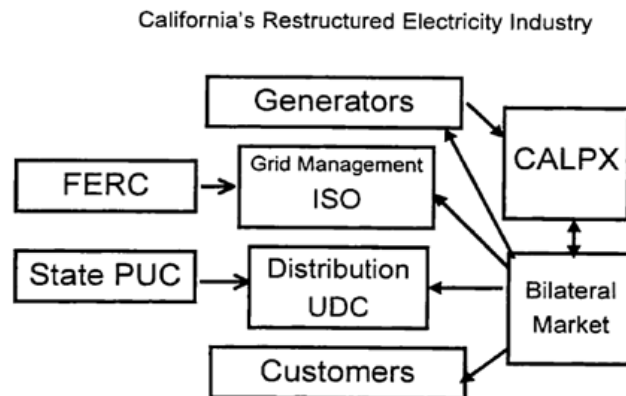


شکل (2-5): بازیگران صنعت برق ایالات متحده [30]

به عنوان مثال، در ایالت کالیفرنیا دو نوع بازار برای تبادل برق بانام های بازار CALPX و بازار دوجانبه² وجود دارد. سیستم انتقال تحت مقررات نهاد فدرال (FERC) کار می کند و ISO وظیفه هماهنگی بین شبکه های انتقال خصوصی را بر عهده دارد. در بخش توزیع تعداد زیادی خرده فروش فعال هستند که با عنوان Utility شناخته می شوند و با خرید برق از بازارها، برق مشتریان خود را تأمین می کنند. مشتریان بزرگ نظیر صنایع تولیدی که نیازمند حجم قابل توجهی برق هستند، نیز می توانند به طور مستقیم برق مورد نیاز خود را از این بازارهای برق خریداری کنند. رابطه میان بازیگران در ایالت کالیفرنیا در شکل (2-6) نشان داده شده است [30].

¹ Independent System Operator (ISO)

² Bilateral



شکل (2-6): رابطه میان بازیگران در ایالت کالیفرنیا [30]

در ادامه وظایف اصلی این بازیگران شرح داده می‌شود:

- کمیسیون تنظیم مقررات انرژی فدرال: وظیفه تنظیم مقررات فدرال در ایالات متحده را دارد و عمده اختیارات آن، تنظیم مقررات در حوزه عمده‌فروشی برق و شبکه انتقال برای تبادلات بین ایالتی است.
- کمیسیون تسهیلات عمومی: رگلاتورهای ایالتی هستند که اختیارات آن‌ها محدود به حوزه ایالت خودشان است و معمولاً علاوه بر برق، برای تمام خدمات عمومی نظیر آب، گاز، مخابرات و حمل‌ونقل نیز تنظیم مقررات می‌کنند. در برخی ایالت‌ها، این رگلاتورهای ایالتی با عناوین کمیسیون تنظیم مقررات تسهیلات¹ یا کمیسیون خدمات عمومی² نیز شناخته می‌شوند.
- شرکت‌های خرده‌فروش: فروشندگان خدمات انرژی هستند که معمولاً برق و گاز مشتریان را تأمین می‌کنند. این خرده‌فروشان می‌توانند شرکت‌های عمومی وابسته به فرمانداری ایالت‌ها یا وابسته به شهرداری‌ها یا شرکت‌های خصوصی و مستقل و یا واحدهای فروش از تولیدکنندگان برق باشند که به‌صورت خرده‌فروش عمل می‌کنند.
- شرکت‌های توزیع برق: این شرکت‌های می‌توانند شرکت‌های عمومی وابسته به فرمانداری ایالت‌ها، وابسته به شهرداری‌ها، شرکت‌های خصوصی و مستقل و یا بخشی از شرکت‌های یکپارچه قدیمی‌تر صنعت برق

¹ Utility Regulatory Commission (URC)

² Public Service Commission (PSC)

باشند که مسئولیت سیم بانی و مدیریت شبکه توزیع را در یک منطقه خاص بر عهده دارند. معمولاً محدوده ارائه خدمات شرکت‌های توزیع به صورت جغرافیایی از یکدیگر مجزا می‌باشد که این تفکیک یا به صورت قانونی توسط دولت‌های محلی انجام می‌شود یا برحسب معیارهای اقتصادی و برحسب سرمایه‌ای که برای ایجاد زیرساخت لازم است، تنظیم می‌گردد. هر محدوده انواع مختلف مصرف‌کنندگان خانگی، تجاری یا صنعتی را در برمی‌گیرد.

شرکت Xcel Energy به عنوان یکی از بنگاه‌های برقی که در مینه‌سوتا قرار دارد به مشتریان کلرادو، میشیگان، مینه‌سوتا، نیومکزیکو و داکوتای شمالی و جنوبی، تگزاس و ویسکانسین خدمات برق ارائه می‌دهد. این شرکت با داشتن 84625 مایل خطوط انتقال، 191723 مایل خطوط توزیع و بیش از 16427 مگاوات ظرفیت تولید برق در 77 نیروگاه، تولید، انتقال، توزیع و خرده‌فروشی برق را انجام می‌دهد. البته این شرکت، شبکه انتقال و توزیع خود را برحسب مقررات رگلاتورهای فدرال و ایالتی بدون تبعیض با تعرفه مشخص برای جابجایی برق در اختیار سایر خرده‌فروش‌ها و مشتریان بزرگ نیز قرار می‌دهد و خود نیز برای فروش برق به مکان‌هایی که شبکه انتقال و توزیع تحت مالکیت خود ندارد، از خدمات شرکت‌های توزیع دیگر که مشمول مقررات دسترسی طرف سوم هستند، استفاده می‌کند [31].

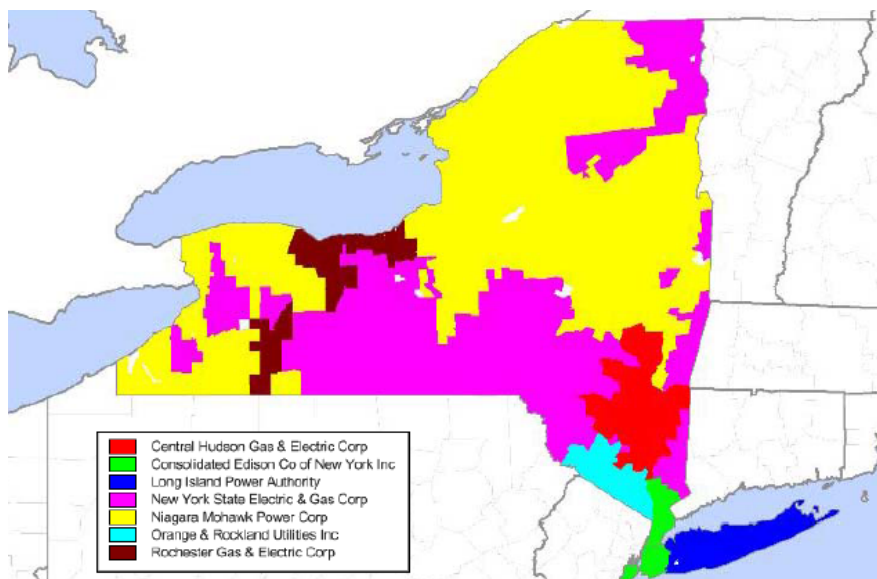
این ارائه‌دهندگان تسهیلات برق غالباً پیش‌تر یا به صورت شرکت‌های خصوصی یکپارچه بوده یا متعلق به بخش‌های عمومی مانند شهرداری‌ها بودند. با تلاش‌هایی که برای کاهش قیمت برق انجام شد، مقررات زدایی در دهه 1990 شروع شد. اصولاً مقررات زدایی نیازمند جداسازی شبکه انتقال و شبکه توزیع از برق عبوری از آن‌ها بود تا بازارهای عمده‌فروشی بتوانند شکل گیرند و شرکت‌های ارائه‌دهنده تسهیلات برق بتوانند برق خود را از شرکت‌ها تولیدکننده خریداری و جابجا کنند. مقررات زدایی در امریکا ایالت به ایالت شروع شد ولی برخی بحران‌ها مانند بحران انرژی سال 2001 کالیفرنیا و 2003 ایالت‌های شمال شرقی، این مقررات زدایی را به چالش کشید. مقررات زدایی سبب تغییرات قیمت و ایجاد مشکلات در تأمین برق و سو استفاده‌های برخی واسطه‌گران برق مانند Enron شد. در نتیجه مقررات زدایی در برخی ایالت‌ها متوقف شد. در حال حاضر تنها 16 درصد برق تولیدی به مناطق خارج از شمول تنظیم مقررات فروخته می‌شود و تگزاس تنها ایالتی است که قیمت‌گذاری در آن کاملاً مقررات زدایی شده است.

2-4-1-6- ساختار توزیع برق در ایالت نیویورک [32]

در ایالت نیویورک، هفت شرکت توزیع مختلف دولتی، عمومی و خصوصی که در جدول (2-3) مشخص شده‌اند، به فعالیت می‌پردازند. هر شرکت، بخش مشخصی از شبکه توزیع ایالت نیویورک را مطابق شکل (2-7) تحت کنترل دارد و بر حسب ساختار مدیریتی خود، به فعالیت در حوزه انرژی، بازار برق و بهره‌برداری شبکه می‌پردازد.

جدول (2-3): شرکت‌های توزیع فعال در ایالت نیویورک

شرکت توزیع	نوع فعالیت
Central Hudson Gas & Electric Corp.	عمومی
Consolidated Edison Co. of New York, Inc.	عمومی
New York State Electric & Gas Corporation	دولتی
Rochester Gas & Electric Corporation	خصوصی
Orange and Rockland Utilities, Inc.	عمومی
Long Island Power Authority	دولتی
National Grid	عمومی



شکل (2-7): بخش‌های مختلف ایالت نیویورک تحت مدیریت شرکت‌های توزیع [32]

2-4-2- مکانیسم تعیین تلفات در شبکه توزیع نیویورک

در ایالت نیویورک آمریکا، علاوه بر روش اندازه‌گیری تلفات مبنی بر اختلاف میزان توان خریداری شده و فروخته شده به مشترکین، از روش محاسبه و تخمین نیز به تعیین میزان تلفات پرداخته می‌شود. به گزارش [27]، که روش محاسبه و ارزیابی تلفات در شرکت‌های توزیع مختلف در ایالت نیویورک را به صورت تلفنی استخراج کرده است، هر شرکت توزیع در طول سالیان متمادی از روش‌های مختلفی برای محاسبه تلفات بهره‌برده است تا در نهایت بتواند بر اساس تجربیات و اطلاعات بهره‌برداران، به رابطه‌ای قابل قبول و معتبر برسد. در آمار تلفات همه شرکت‌های توزیع غیر از یک شرکت، تلفات پست فوق توزیع شامل تلفات ترانسفورماتور و سایر تجهیزات پست، جزو تلفات بخش انتقال به حساب می‌آید. در ادامه، روش تعیین تلفات در چند شرکت توزیع در ایالت نیویورک تشریح می‌گردد.

1. شرکت Central Hudson Gas & Electric Corp.

شرکت Central Hudson Gas & Electric Corp. یکی از هفت شرکت توزیع در ایالت نیویورک آمریکا است. اطلاعات این شرکت توزیع در جدول (2-4) آمده است. این شرکت بر اساس داده‌های سال 2007 برای تعیین تلفات سالانه در شبکه توزیع تحت بهره‌برداری، تلفات را در پیک بار محاسبه کرده و سپس با استفاده از ضریب بار و ضریب تلفات مربوط به سطح ولتاژهای مختلف، تلفات سالانه را تخمین می‌زند. ضریب تلفات مورد استفاده در این کشور در جدول (2-5) مشخص شده است.

جدول (2-4): اطلاعات شرکت توزیع Central Hudson Gas & Electric Corp. [27]

2007 Peak – 1,185 MW
Customers – 300,000
2007 Losses – 6.73%
Transmission
345 kV – 76 miles
115 kV – 245 miles
69 kV – 294 miles
Distribution
34.5 kV – 69 miles

13.8 kV – 6,830 miles

4 kV – 2,832 miles

جدول (5-2): ضریب تلفات مورد استفاده در شبکه توزیع. Central Hudson Gas & Electric Corp. [27]

Transmission: 1.02071

Primary Substation: 1.03205

Primary Lines: 1.05489

Secondary: 1.09042

رابطه کلی در محاسبه ضریب بار عبارت است از :

$$LDF = \frac{kWh}{kW_{peak}} \left(\frac{1}{T} \right)$$

(1-2)

که در این رابطه :

LDF : ضریب بار¹

kWh: انرژی مصرف در دوره مشخصی از زمان

T : طول دوره زمانی بر حسب ساعت

kW_{peak}: بار مصرفی در پیک

و رابطه کلی در محاسبه ضریب تلفات عبارت است از :

$$LSF = \frac{\sum_{n=1}^T kW_n^2}{kW_{pk}^2} \left(\frac{1}{T} \right)$$

(2-2)

که در این رابطه :

LSF: ضریب تلفات²

¹ Load factor

² Loss factor

kW_n : بار مصرفی در ساعت n ام

kW_{pk} : بار مصرفی در پیک در طول زمان T

T : طول دوره زمانی بر حسب ساعت

با توجه به اینکه در رابطه فوق، اطلاعات بار ساعتی مورد نیاز است که این اطلاعات ممکن است در دسترس نباشد، از این رو از رابطه زیر که به ضریب هابل¹ موسوم است، برای محاسبه ضریب تلفات استفاده می شود.

$$LSF = (LDF^2 \times K) + (LDF \times [1 - K]) \quad (3-2)$$

LSF : ضریب تلفات

LDF : ضریب بار

K : محدود بین 0/7 تا 1 (برای ترانسفورماتورهای توزیع $k=0/85$ و برای فیدرهای خانگی $k=0/9$) [27]

این شرکت توزیع برای محاسبه تلفات پیک بار، تجهیزات شبکه را به سه بخش تقسیم می کند: ترانسفورماتور توزیع، شبکه اولیه (شبکه توزیع از محل پست فوق توزیع تا ترانسفورماتور توزیع) و شبکه ثانویه (شبکه توزیع از محل ترانسفورماتور توزیع تا مصرف کننده نهایی). برای محاسبه تلفات پیک در شبکه توزیع اولیه، از مدلسازی بخشی از شبکه توزیع در نرم افزار windmil استفاده می کند و سپس تلفات کل شبکه را با استفاده از تکنیک برون یابی، بدست می آورد. تلفات تجهیزات شبکه ثانویه نیز با استفاده از datasheet های هر تجهیز و بر اساس تعداد، طول، ظرفیت و ... تجهیزات حساب می کند. همچنین تلفات ترانسفورماتور توزیع با استفاده از اطلاعات موجود در گزارش آزمایشات ترانسفورماتور و همچنین با بهره گیری از میزان بارگذاری ترانسفورماتور و تعداد مشترکین و ... محاسبه می شود.

2. شرکت Consolidated Edison Co. of New York, Inc.

شرکت Consolidated Edison Co. of New York, Inc. برای تعیین تلفات سالانه در شبکه توزیع تحت بهره برداری، تلفات را در پیک بار محاسبه کرده و سپس از منحنی بار یا load duration curve برای تخمین تلفات

¹ Hoebel coefficient

سالانه استفاده می‌کند. برای محاسبات تلفات بار پیک، این شرکت از مدلسازی شبکه اولیه خود در نرم‌افزار dew بهره می‌برد. همچنین تلفات ترانسفورماتور توزیع از رابطه زیر محاسبه می‌شود.

که در این رابطه، تلفات بار کامل¹ از پخش بار بدست آمده است. ضریب بار ترانسفورماتور (TLF) نیز نسبت بار ترانسفورماتور به ظرفیت نامی ترانسفورماتور است. با محاسبه تلفات شبکه اولیه و تلفات ترانسفورماتور توزیع، تلفات شبکه ثانویه از اختلاف تلفات کل و تلفات محاسبه شده بدست می‌آید که تلفات کل، عبارت است از کل توان ورودی به شبکه منهای توان فروخته شده به مشترکین.

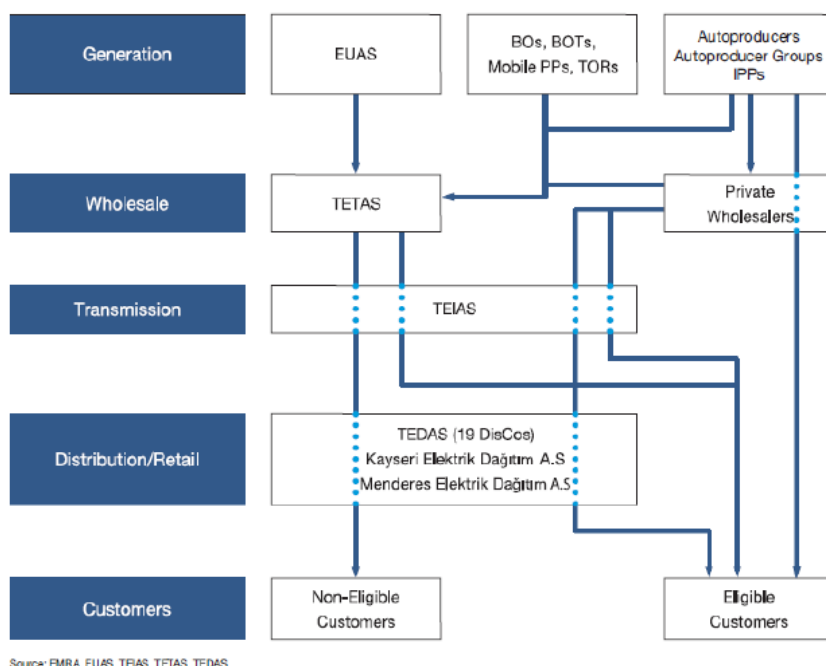
2-5- روش تعیین و ارزیابی تلفات الکتریکی در کشور ترکیه

در این بخش به مکانیسم تعیین و ارزیابی تلفات در شبکه توزیع کشور ترکیه پرداخته می‌شود. در این کشور برای ارزیابی تلفات، سطوح معین و مشخصی برای هر شرکت توزیع به تفکیک اعلام شده و میزان تلفات اعلام شده توسط هر شرکت توزیع با سطوح از پیش تعریف شده توسط رگولاتور شبکه مقایسه می‌شود. در ادامه، مطابق رویه مطرح شده برای سایر کشورها، ابتدا ساختار شبکه توزیع در کشور ترکیه تشریح می‌گردد و سپس نحوه تعیین تلفات در شبکه‌های توزیع این کشور تشریح می‌گردد.

2-6- ساختار صنعت توزیع برق ترکیه [33-34]

ساختار صنعت برق در کشور ترکیه طی هر یک از مراحل خصوصی‌سازی توسعه‌یافته و پیچیده‌تر شده است. شکل (2-8) تعامل پنج گروه از بازیگران (بخش تولید، عمده‌فروشی، انتقال، توزیع/خرده‌فروشی و مشتری) را نشان می‌دهد.

¹ Full load loss



شکل (2-8): بازیگران بازار برق ترکیه [33]

21 شرکت توزیع منطقه‌ای همراه با وظایف تأمین توان خود خصوصی شده‌اند. شرکت‌های توزیع منطقه‌ای در ترکیه از دو مجوز توزیع و خرده‌فروشی استفاده می‌کنند و فعالیت‌های خود را بر اساس حساب‌های مجزا انجام می‌دهند. در سال 2013، این شرکت‌ها از نظر قانونی مجزا شده‌اند. شرکت‌های تأمین‌کننده معتبر¹ با الزام تأمین کردن برق نهایی² برای مصرف‌کنندگانی که قادر به تأمین برق خود از تأمین‌کنندگان دیگر نیستند در مناطق مشخص شده ایجاد شدند. تأمین‌کنندگان جدا شده می‌توانند در مناطق مشخص شده خود برق را به مشتریان غیرمجاز بفروشند و به مشتریان مجاز بدون محدودیت‌های منطقه‌ای برق را می‌فروشند. به شرکت‌های توزیع به‌عنوان نهادهای نظارت‌شده اجازه داده نمی‌شود که در فعالیت‌های دیگر بازار نظیر تأمین برق شرکت کنند.

¹ Incumbent Supply Companies

² Last Resort

بر این اساس، در سطح خرده‌فروشی به تأمین‌کنندگان محلی¹ و تأمین‌کنندگان مستقل² اجازه داده می‌شود تا در هر ناحیه به خرده‌فروشی بپردازند. در حال حاضر، 203 شرکت تأمین‌کننده وجود دارد که 21 مورد از این شرکت‌ها ملزم به تأمین برق مصرف‌کنندگان نهایی هستند که نمی‌توانند برق خود را از دیگر تأمین‌کنندگان دریافت کنند. هیئت نظارت بر بازار انرژی³ یک حد آستانه‌ای را برای مصرف برق سالانه تنظیم کرده است. مصرف‌کنندگانی که از این حد آستانه بیشتر مصرف کنند (مصرف‌کنندگان مستقل⁴) مجاز به خرید برق از تأمین‌کنندگان محلی یا تأمین‌کنندگان مستقل هستند. به مصرف‌کنندگانی که از حد آستانه‌ای که EMRA تعیین کرده عبور نکنند، اجازه خرید برق از تأمین‌کنندگان محلی داده نمی‌شود.

بنابراین، مشتریان بازار برق در کشور ترکیه نیز به دو بخش تقسیم می‌شوند:

- مشتریان مجاز: مصرف برق سالانه هر یک از این مشتریان بیش از حد آستانه است که مجاز به انعقاد قراردادهای دوطرفه تأمین برق خود هستند.
- مشتریان غیرمجاز: مصرف برق سالانه هر یک از این مشتریان کمتر از حد آستانه است و تنها می‌توانند از شرکت‌های توزیع منطقه خود خرید کنند.

همچنین، تأمین‌کننده محلی یک امتیاز قانونی برای فروش برق به مصرف‌کنندگانی که مصرفی پایین‌تر از مقدار تعیین‌شده دارند، دارا می‌باشند. EMRA حد آستانه مصرف را کاهش داده است و تعداد مصرف‌کنندگان مستقل افزایش یافته است. در سال 2003 حد آستانه مصرف 9 گیگاوات ساعت در سال بود. در سال 2015، هر مشتری که به شبکه انتقال یا توزیع متصل باشد و مصرفی در حدود 4 مگاوات ساعت در سال داشته باشد به‌عنوان مصرف‌کننده مجاز شناخته می‌شود. تا ژانویه سال 2015، تعداد کل مصرف‌کنندگان مجاز 1338311 بوده است.

¹ Localized Supplier

² Independent Supplier

³ Energy Market Regulatory Authority (EMRA)

⁴ Independent Consumers

تفکیک بین توزیع‌کننده‌ها و تأمین‌کنندگان محلی تنها به جدا شدن شخصیت‌های حقوقی آن‌ها نیاز دارد. بنابراین، توزیع‌کننده‌ها و تأمین‌کنندگان محلی می‌توانند متعلق به یک واحد اقتصادی یکسان باشند و ساختارهای مالکیتی پیشین خود را حفظ کنند. در نتیجه، تأمین‌کنندگان محلی در موقعیت بهتری قرار دارند تا توافق‌های خود را با بیشتر مصرف‌کنندگان مستقل در ناحیه خودشان انجام دهند. این عوامل باعث افزایش نگرانی‌ها در مورد رقابت شده است، به‌خصوص در سطح فروش بین تأمین‌کننده محلی و تأمین‌کننده مستقل. تأمین‌کننده مستقل می‌تواند از نظر فنی برق را به مصرف‌کنندگان مستقل بفروشد. با این حال، تأمین‌کنندگان محلی معمولاً با توزیع‌کننده‌ها به دلیل لینک‌های اقتصادی مشارکت می‌کنند.

2-6-2- وظایف شرکت‌های توزیع

وظایف شرکت‌های توزیع برق در کشور ترکیه عبارت‌اند از :

- 1) فعالیت‌های توزیع باید توسط شرکت بهره‌بردار توزیع تحت آن مجوز و در ناحیه مشخص‌شده در آن مجوز انجام شود. شرکت بهره‌بردار توزیع مسئول خدمات قرائت، تعمیر و نگهداری و بهره‌برداری از کنتورهای قرارگرفته در ناحیه مشخص‌شده در آن مجوز می‌باشد. هیچ شخص حقوقی که به‌عنوان یک سهامدار مستقیم یک شرکت توزیع است نمی‌تواند در فعالیت‌های بازار شرکت کند و همچنین به همین صورت، هیچ شرکت توزیع که به‌عنوان یک سهامدار مستقیم یک شخص حقوقی است نمی‌تواند در فعالیت‌های بازار شرکت کند. یک شرکت توزیع اجازه ندارد که در فعالیت‌هایی غیر از فعالیت‌های توزیع مشارکت کند. روندهای مربوط به اجرای فعالیت‌های غیر بازاری که منجر به رشد بهره‌وری می‌شود در هنگامی که هم‌زمان با فعالیت‌های توزیع اجرا می‌گردد، باید توسط قانون صادرشده از جانب EMRA تعیین شود. خرید برق به‌منظور پوشش تلفات فنی و غیر فنی روشنایی عمومی و دستگاه‌های توزیع استثنا می‌باشد.
- 2) هر شرکت توزیع در هر منطقه تعیین‌شده در مجوز آن شرکت ملزم به بهره‌برداری سیستم توزیع در منطبق با یک محیط رقابتی در تولید و فروش برق می‌شود، تا این تجهیزات را نوسازی کند، تعویض ظرفیت و افزایش سرمایه‌گذاری انجام شود و برای تمام کاربران سیستم توزیع خدمات را فراهم کند.
- 3) هر شرکت توزیع ملزم به ارائه خدمات جانبی در مسیر مقررات قانونی مربوطه می‌شود.

- (4) آماده کردن پیش‌بینی تقاضا برای مناطق مشخص‌شده در مجوز توزیع و گزارش این پیش‌بینی به TEIAS باید تحت مسئولیت شرکت توزیع باشد. این پیش‌بینی‌ها باید به تصویب هیئت¹ برسد و توسط TEIAS منتشر گردد.
- (5) آماده کردن برنامه‌های سرمایه‌گذاری هم‌جهت با پیش‌بینی‌های تقاضا که توسط هیئت به تصویب رسیده است. آماده کردن پروژه‌های تجهیزات و امکانات توزیع که شامل برنامه‌های سرمایه‌گذاری است به‌منظور درک پیشرفت‌های لازم و افزایش سرمایه‌گذاری‌های ظرفیت و ساخت تسهیلات جدیدی است که تحت مسئولیت شرکت توزیع است که از سیستم توزیع مربوطه بهره‌برداری می‌کند.
- (6) بعدازآنکه خصوصی‌سازی تحت قانون شماره 4046 خصوصی‌سازی صورت پذیرفت، تمام سرمایه‌گذاری‌ها باهدف بهبود، تقویت و توسعه تسهیلات توزیع برق باید تحت مسئولیت عمومی² انجام شود. نهاد نظارتی³ کلی، خصوصی‌سازی تسهیلات و دارایی‌های توزیع برق را انجام می‌دهد و تصویب و تغییر برنامه‌ریزی و اداره سرمایه‌گذاری‌های مربوطه باید متعلق به هیئت باشد. نهاد نظارتی باید بر فعالیت‌های توزیع پایش و نظارت کند.
- (7) کنتورهایی که برای اندازه‌گیری برق کاربران سیستم توزیع نصب‌شده است باید تحت مالکیت شرکت توزیع باشد. کنتورهایی که تحت مالکیت کاربران موجود است در زمان اجرای این قانون بر اساس ارزش مشخصی درازای خدمات بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری برداشته می‌شود.
- (8) در صورتی که اتصال تسهیلات تولیدی یا مصرفی به سیستم توزیع از طریق یک پست کلیدزنی⁴ متعلق به تسهیلات تولیدی و مصرفی دیگر یا به‌صورت ورودی-خروجی از خط توزیع دیگری انجام نشود، پست کلیدزنی به‌صورت مشترک استفاده می‌شود.
- (9) نصب، بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری کنتورهای مصرف‌کنندگان متصل به سطح ولتاژ توزیع (کسب مالکیت کنتورهای موجود) باید توسط شرکت توزیع تضمین گردد.

¹ Board² Public³ Authority⁴ Switchyard

10) نصب یک خط اختصاصی بیرون شبکه توزیع و منطبق با استانداردهای اعمالی به سیستم توزیع، بین یک شرکت تولیدی تحت مجوز یک شخص حقوقی که در فعالیتهای تولید مشارکت می‌کند و مشتریانش یا مصرف‌کنندگان مجاز صورت می‌پذیرد که باید تنها این امکان از طریق موافقت‌نامه‌های کنترل سیستم که بین شرکت توزیع و شرکت تولید صورت می‌گیرد انجام شود. نصب خط مستقیم اختصاصی نباید مانعی برای مصرف‌کنندگان مجاز برای انتخاب خرده‌فروش آنها باشد. اگر یک تسهیل تولیدی که در این پاراگراف ذکر شد به یک سیستم انتقال متصل شود، باید قانون صادرشده توسط نهاد نظارتی را اجرا کند.

11) هر شرکت توزیع مسئولیت روشنایی عمومی و نصب و بهره‌برداری از دستگاه‌های اندازه‌گیری ضروری روشنایی عمومی را در منطقه توزیع خود بر عهده دارد.

12) هر شرکت توزیع ممکن است تسهیلاتی را در سطح ولتاژ 154 کیلوولت در منطقه توزیعی که تحت مسئولیت شرکت است نصب کند تا برای فعالیتهای توزیع استفاده کند، با توجه به اینکه این تسهیلات به‌طور جداگانه در طرح سرمایه‌گذاری توسط هیئت تصویب‌شده است و نظر TEIAS در این مورد مثبت است.

13) اگر تقاضای انشعاب در محدوده‌های مورد تأیید یک منطقه توزیع فنی یا اقتصادی نیست، انجام چنین تقاضاهای انشعابی توسط منطقه توزیع دیگری باید توسط قانون تعیین‌شده توسط هیئت اعمال گردد.

2-6-3- وظایف و ساختار نهاد تنظیم مقررات توزیع برق

ترکیه در سال 2001 به دنبال فشار اتحادیه اروپا جهت واگذاری صنایع و بخش‌های دولتی اقدام به تنظیم مقررات بازار برق نمود. تحت این قانون یک واحد مستقل نظارتی تحت عنوان هیئت نظارت بر بازار انرژی تشکیل گردید که اعضای هیئت‌مدیره نه نفر آن توسط هیئت‌وزیران انتخاب می‌گردند. حوزه نظارت این نهاد، دربرگیرنده فعالیتهایی نظیر تولید، انتقال، توزیع، عمده‌فروشی، خرده‌فروشی و صادرات و واردات برق است که کلیه مشارکت‌کنندگان در این

بخش باید از این نهاد مجوزهای لازم را اخذ نمایند. کارکردهای اصلی هیئت نظارت بر بازار انرژی در دودسته صدور مجوزها و قیمت‌گذاری قابل دسته‌بندی است.

2-6-4- مکانیسم گزارش‌دهی تلفات در شبکه توزیع کشور ترکیه [35-36]

معیار محاسبه تلفات در شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی ترکیه بر اساس اختلاف توان ورودی به شبکه توزیع و توان فروخته‌شده به مشترکین شبکه است. طبق قوانین بازار برق ترکیه، هر شرکت توزیع موظف است تا ضمن تأمین برق معابر و مکان‌های عمومی، نسبت به نصب اندازه‌گیرهای توان در بخش‌های مختلف شبکه اقدام کند. بر این اساس، هر شرکت توزیع خودش موظف است تا ضمن پایش شبکه، تلفات روزانه حساب کرده و به اطلاع رگولاتور شبکه یا EMRA برساند. EMRA هر سال بر اساس آمار و اطلاعات تلفات در سال‌های گذشته، سطحی را برای تلفات تعیین می‌کند و شرکت‌های توزیع را موظف می‌کند تا میزان تلفات شبکه خود را به آن میزان محدود کنند. جدول (2-6)، سطح تلفات را نشان می‌دهد.

جدول (2-7) نمونه‌ای از آمار EMRA شامل تلفات واقعی و تلفات مورد انتظار از سمت EMRA برای هر شرکت توزیع را نشان می‌دهد. طبق قوانین بازار برق ترکیه، هر شرکت توزیع، خودش موظف به تأمین تلفات شبکه توزیع است و برای این منظور، می‌تواند از مجوز خرده‌فروشی انرژی الکتریکی استفاده کند.

جدول (2-6): آمار تلفات واقعی و تلفات مورد انتظار EMRA برای هر شرکت توزیع در کشور ترکیه

DISTRIBUTION COMPANY	REALIZED LOSS RATES			TARGETED LOSS RATES	DIFFERENCE OF REALIZED&TARGETED LOSS RATES
	2015	2016	Difference	2016	2016
ARAS	26,60	25,68	0,92	31,68	6,00
DİCLE	72,1	67,63	4,54	71,62	3,99

	7				
VANGÖLÜ	59,7 0	56,42	3,28	60,16	3,74
AKDENİZ	7,02	6,31	0,71	9,66	3,35
ADM	5,34	5,74	-0,40	7,92	2,18
OSMANGAZ i	7,62	5,75	1,87	7,77	2,02
ULUDAĞ	6,94	5,57	1,37	7,55	1,98
ÇAMLIBEL	7,06	5,97	1,09	7,93	1,96
TRAKYA	6,57	5,46	1,11	7,15	1,69
KAYSERİ	5,25	5,87	-0,62	7,44	1,57
TOROSLAR	12,5 0	12,12	0,38	13,59	1,47
MERAM	7,30	6,65	0,65	7,90	1,25
GDZ	7,36	7,32	0,04	8,47	1,15
BAŞKENT	7,00	6,98	0,02	8,00	1,02
SAKARYA	6,68	6,58	0,10	7,42	0,84
İST. AND. YAK.	7,00	6,78	0,22	7,61	0,83
YEŞİLIRMAK	7,90	8,20	-0,30	8,50	0,30
AKEDAŞ	4,98	7,20	-2,22	7,46	0,26
ÇORUH	9,28	9,25	0,03	9,35	0,10
BOĞAZİÇİ	9,44	9,61	-0,17	9,60	-0,01
FIRAT	10,4 4	10,56	-0,12	9,74	-0,82

جدول (2-7): سطح چشم انداز تلفات از طرف رگولاتور کشور ترکیه [34]

Distribution Company	2011	2012	2013	2014	2015
Akdeniz EDCo	8,86	8,45	8,05	8,02	8,02
Aras EDCo	22,92	19,04	17,62	16,30	15,08
AYDEM EDCo	9,80	9,34	8,90	8,49	8,09
AYEDAŞ	7,12	6,79	6,61	6,61	6,61
Bağkent EDCo	8,46	8,07	7,88	7,88	7,88
Boğaziçi EDCo	9,12	8,69	8,28	7,90	7,57
Çamlıbel EDCo	7,72	7,36	7,02	6,92	6,92
Çoruh EDCo	10,90	10,39	10,15	10,15	10,15
Dicle EDCo	60,96	50,63	42,06	34,93	29,01
Fırat EDCo	12,59	11,65	11,11	10,59	10,09
Gediz EDCo	8,48	8,08	7,70	7,34	7,00
Göksu EDCo	10,03	10,03	10,03	10,03	10,03
Kayseri and its Vicinity ETCO	10,01	10,01	10,01	10,01	10,01
Meram EDCo	8,59	8,28	8,28	8,28	8,28
Osmangazi EDCo	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21
Sakarya EDCo	7,66	7,31	6,96	6,64	6,33
Toroslar EDCo	9,38	8,94	8,52	8,12	7,74
Trakya EDCo	7,70	7,70	7,70	7,70	7,70
Uludağ EDCo	6,96	6,90	6,90	6,90	6,90
Vangölü EDCo	46,15	38,33	31,84	26,45	21,97
Yeşilirmak EDCo	10,35	9,87	9,41	8,97	8,78

Source: EMRA

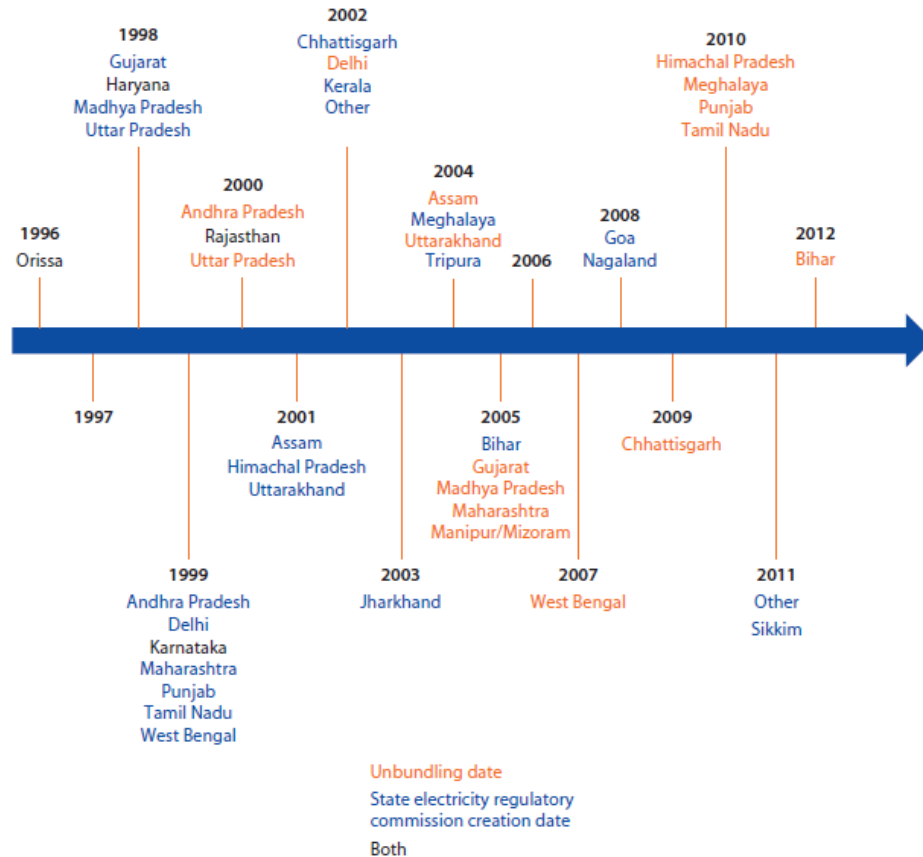
2-7- روش تعیین و ارزیابی تلفات الکتریکی در کشور هند

در این بخش به ارائه روش تعیین و ارزیابی تلفات در کشور هند پرداخته می‌شود. در این کشور، رگولاتور شبکه سطح استاندارد برای تلفات در نظر می‌گیرد و با مقایسه تلفات اعلام شده از سوی بهره‌برداران با سطح مشخص شده، به ارزیابی تلفات می‌پردازد. در ادامه به طور مختصر، ساختار شرکت توزیع هند مورد بررسی قرار می‌گیرد و سپس روش تعیین تلفات در این کشور ارائه می‌شود.

2-7-1- ساختار صنعت برق هند [37-38]

کل شبکه برق کشور هند قبلاً به پنج ناحیه تقسیم می‌شد و هر ناحیه به صورت مستقل و جدا، به صورت جزیره‌ای بهره‌برداری می‌شد. اما نیاز به قابلیت اطمینان بالا سبب اتخاذ سیاست‌هایی گردید تا شبکه‌های برق در پنج منطقه، بهم متصل شوند. اما چشم‌اندازهای اقتصادی و نیاز به رشد اقتصادی و همچنین افزایش شکایت‌ها به دلیل قطعی مداوم برق و پایین بودن قابلیت اطمینان، در نهایت منجر به این شد که دولت هند به سمت خصوصی سازی شبکه برق خود گام بردارد و تنها با یک نهاد قانون‌گذاری مستقل، شبکه‌های توزیع و بازیگران مختلف را کنترل کند. ایالت اوریس¹ اولین ایالتی بود که در سال 1996 به خصوصی سازی هر سه بخش تولید، توزیع و انتقال و انتخاب بخش مستقلی بعنوان رگولاتور شبکه روی آورد و از این نظر، برای خصوصی ساز صنعت برق در کشور هند به عنوان یک الگو مطرح گردید. شکل (2-9)، نقشه زمانی خصوصی سازی صنعت برق در کشور هند را نشان می‌دهد. امروزه 73 شرکت توزیع در کشور هند به تأمین حدود 400 گیگاوات مصرف مشترکین شبکه توزیع هند می‌پردازند که از این میان، 13 اداره برق عمومی، 17 شرکت توزیع خصوصی، 41 شرکت توزیع مشارکتی (تعاونی) و 2 شرکت دولتی هستند.

¹ Orissa



شکل (2-9): نقشه زمانی خصوصی سازی در صنعت برق هند [37]

2-7-2- مکانیسم تعیین تلفات در کشور هند [39-41]

به طور کلی، تلفات در شرکت های توزیع مختلف در کشور هند بعنوان اختلاف توان ورودی به شبکه و توان فروخته شده شناخته می شود. از این روش، تلفات کل شامل تلفات فنی و غیر فنی اندازه گیری می گردد. همچنین تلفات پیک بار، از مدلسازی شبکه توزیع در نرم افزار نپلن محاسبه می شود. با مشخص شدن تلفات فنی در پیک بار، تلفات فنی در هر ساعت با استفاده از مفاهیم ضریب بار و ضریب تلفات تخمین زده می شود و در نهایت تلفات غیر فنی از اختلاف تلفات کل شبکه و تلفات فنی، محاسبه می گردد. از این رو در این کشور از هر سه روش برای تعیین میزان تلفات استفاده می گردد.

8-2- جمع بندی

در این بخش به معرفی راهکارهای تعیین و ارزیابی تلفات در کشورهای مختلف پرداخته شد. مشاهده گردید که در کشورهای حوزه اروپای شمالی، به جهت توسعه یافتگی شبکه توزیع، سطح استاندارد برای ارزیابی تلفات وجود ندارد. در کشور انگلیس نیز سطح استاندارد برای ارزیابی تلفات وجود ندارد و وضعیت تلفات در هر شبکه توزیع بر اساس مکانیزم پاداش/جریمه و با معیار قرار دادن میزان تلفات سال قبل آن شرکت کنترل می‌شود. در این میان، کشورهای ایالت نیویورک آمریکا، ترکیه و هند، سطح استاندارد را برای هر شرکت توزیع تعیین کرده و اطلاعات تلفات هر شبکه توزیع را بر اساس مقایسه با سطح مطلوب، ارزیابی می‌کنند. جدول (8-2) روش‌های مختلف ارزیابی تلفات در کشورهای مورد بررسی را آورده است. روش‌های تعیین تلفات در کشورهای مختلف نیز در این فصل بررسی گردید. جدول (9-2)، راهکارهای تعیین تلفات در کشورهای مختلف را در قالب سه روش کلی ارائه کرده است. مشاهده می‌شود که راهکار کشورهای حوزه اروپای شمالی برای تعیین میزان تلفات، با توجه به توسعه یافتگی شبکه و حضور کنتورهای هوشمند، با روش اندازه‌گیری و بر اساس اطلاعات ساعت به ساعت (حتی با قابلیت محاسبه در بازه‌های زمانی کمتر) صورت می‌گیرد. در کشور انگلیس، تلفات هم به روش تخمین و هم به روش اندازه‌گیری مبتنی بر پایش پیوسته شبکه تعیین می‌گردد. روش کشور ترکیه نیز، اندازه‌گیری تلفات است، هرچند عدم وجود کنتورهای هوشمند، دقت اجرای روش را پایین آورده و تلفات از اطلاعات کنتورهای موجود در پست‌های اصلی شبکه تعیین می‌شود. روش تعیین میزان تلفات در ایالت نیویورک آمریکا بهره‌گیری از هر سه روش است. همچنین محاسبه تلفات در کشور هند، بر اساس روش اندازه‌گیری و تخمین صورت می‌گیرد.

جدول (8-2): دسته‌بندی راهکارهای مورد استفاده در کشورهای مختلف برای ارزیابی تلفات

کشور	سطح استاندارد برای ارزیابی	جزئیات
انگلستان	سطح استاندارد وجود ندارد	در کشور انگلیس، با هدف کاهش تلفات، هر شرکت توزیع بر اساس تلفات سال گذشته خود، مورد پاداش و یا جریمه قرار می‌گیرد.
کشورهای اروپای شمالی	سطح استاندارد وجود ندارد	نه تنها سطح استاندارد برای ارزیابی تلفات در شبکه توزیع این کشور وجود ندارد،

ایالت نیویورک آمریکا	سطح استاندارد بر اساس تاریخچه شبکه توزیع وجود دارد.	بلکه مکانیزمی برای کاهش تلفات نیز وجود ندارد.
ترکیه	سطح استاندارد مشخصی برای هر شرکت توزیع وجود دارد.	
هند	سطح استاندارد مشخصی برای هر شرکت توزیع وجود دارد.	

جدول (2-9): دسته‌بندی راهکارهای مورد استفاده در کشورهای مختلف برای تعیین تلفات

روش مورد استفاده	کشور	جزئیات
اندازه‌گیری	همه کشورها	در کشور انگلیس و کشورهای اروپای شمالی، تلفات با استفاده از پایش هوشمند شبکه، هر یک ساعت یکبار محاسبه می‌شود. در سایر کشورها، امکان پایش پیوسته وجود ندارد و تلفات با این روش، به صورت روزانه محاسبه می‌شود.
محاسبه	هند و ایالت نیویورک آمریکا	در تمام شرکت‌های توزیع ایالت نیویورک، تلفات به تفکیک اجزا محاسبه می‌شود. در کشور هند نیز تلفات از روش محاسبه به‌دست می‌آید.
تخمین	هند و ایالت نیویورک آمریکا	در کشور هند و ایالت نیویورک آمریکا از درصد بار و ضریب تلفات نیز برای محاسبه تلفات استفاده می‌کنند.

فصل سوم

بررسی معیارها و روش ارزیابی تلفات در شبکه‌های توزیع در مقالات و گزارشات

مقدمه

جذابیت‌های فراوان اقتصادی ذیل کاهش تلفات در شبکه‌های توزیع و بالا بودن درصد تلفات انرژی الکتریکی در شبکه‌های توزیع، بسیاری از متخصصان را به تحقیقات و مطالعات ارزیابی تلفات علاقه‌مند ساخته است. همواره اولین و بدیهی‌ترین سوالی که مطرح می‌شود این است که مقدار تلفات چقدر است. پاسخ به این سؤال سبب شد تا گروه زیادی از متخصصان در رابطه با این موضوع مهم، مطالعات و تحقیقات قابل توجهی را انجام دهند. به نحوی که می‌توان گفت که قدمت مطالعات انجام شده در این زمینه با قدمت صنعت برق برابری می‌کند. در فصل گذشته، مجموعه راهکارهای ارزیابی تلفات شبکه‌های توزیع در کشورهای منتخب ارائه گردید. همانطور که عنوان گردید، ارائه راهکاری جهت تعیین میزان تلفات در شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی، زیربنا و اولین گام در ارزیابی تلفات شبکه توزیع است. مشاهده شد که در همه کشورها، از مکانیزم اندازه‌گیری تلفات (اختلاف توان خریداری شده از شبکه بالادست و توان فروخته شده به شبکه پایین دست) برای تعیین میزان تلفات کل شبکه استفاده می‌شود و در کنار این روش، دو راهکار محاسبه و تخمین تلفات نیز در برخی از کشورها برای تعیین میزان تلفات مورد استفاده است. در مراجع و ادبیات تحقیق نیز روش‌های متنوع و مختلفی برای تعیین میزان تلفات ارائه شده است. در این فصل، مجموعه راهکارهای ارائه شده در مقالات و گزارشات منتشر شده، بررسی می‌گردد. پیاده‌سازی هر روش، مستلزم وجود زیرساخت‌هایی است که در فصل چهارم تحقیق مطرح می‌گردد. بعلاوه، هر روش دارای مزایا و معایب مختص به خود است و در فصل پنجم، به بررسی محدودیت‌ها و الزامات هر راهکار پرداخته می‌شود. انتخاب روش مناسب برای تعیین میزان تلفات به عوامل متعددی نظیر زمان مورد نیاز به اطلاعات تلفات، میزان داده‌ها و اطلاعات در دسترس، میزان دقت مورد نیاز و همچنین میزان گستردگی شبکه توزیع مورد مطالعه بستگی دارد.

راهکارهای مورد بررسی در مقالات برای تعیین میزان تلفات به سه دسته روش‌های اندازه‌گیری، روش‌های محاسبه و روش‌های تخمین دسته‌بندی می‌گردد. روش اندازه‌گیری در مواقعی قابل استفاده است که در همه ترمینال‌های ورودی و خروجی در هر تجهیز، وسایل اندازه‌گیری نصب شده باشد که بتواند با اندازه‌گیری پیوسته، داده‌ها را در اختیار

کاربر شبکه بگذارد. اما یکی از چالش‌های این روش، نظارت بر صحت عملکرد تجهیزات اندازه‌گیری است. در روش محاسباتی، تعیین میزان تلفات عموماً مرهون مطالعات پخش بار با نرم‌افزارهای مختلف است. طبیعی است که در پخش بار، تلفات توان در شرایط خاص (با بار مشخص) حاصل می‌شود. همچنین در روش محاسباتی، تلفات محاسبه شده تنها شامل تلفات ژول در خطوط و تلفات بارداری و بی‌باری ترانسفورماتورها می‌باشد. پرواضح است که تلفات غیرفنی در این روش لحاظ نمی‌شود. بعلاوه، اجرای این روش نیازمند مدلسازی شبکه و محاسبات پخش بار در نرم‌افزارهای پیشرفته و دقیق است. در این میان روش‌های تخمین تلفات، راهکارهای تجربی و گاهی ابتکاری هستند که معمولاً با عدم نیاز به داده‌های زیاد از شبکه، اطلاعات ارزشمندی از تلفات شبکه را در اختیار رگولاتور و بهره‌بردار شبکه قرار می‌دهند [42].

3-1- تعاریف مقدماتی

با توجه به اینکه در این فصل، به ارائه مجموعه راهکارهای ارزیابی تلفات انرژی الکتریکی پرداخته می‌شود، لازم است قبل از آن، تعریف جامعی از مجموعه مفاهیم و واژگان کلیدی این حوزه تعریف گردد. برخی از این تعاریف، به جهت امانت‌داری از استاندارد IEEE، عیناً از این مرجع استخراج و گزارش شده است.

3-1-1- خطوط و شبکه‌های توزیع نیروی برق

به بیان استاندارد IEEE، خطوط و شبکه‌های توزیع انرژی برق مطابق عبارات زیر تعریف می‌گردد.

ü فیدر توزیع

خطوط توان الکتریکی است که توان را معمولاً در سطح ولتاژ کمتر از 34/5 کیلوولت و کمتر، از پست متصل به منبع اصلی، به مصرف‌کنندگان منتقل می‌کند.

ü شبکه توزیع

بخشی از شبکه برق که انرژی الکتریکی را از ترانسفورماتور پست در خط انتقال به مشترک منتقل می‌کند.

3-1-2- پیک مصرف

پیک بار هر مشترک شاخص مهمی است که در طراحی تجهیزات، برنامه‌ریزی تولید، تعیین ظرفیت تجهیزات، انتخاب ولتاژ خطوط تأمین‌کننده برق هر مشترک دخالت دارد. پیک بار معمولاً با عناوین دیگری چون حداکثر مصرف، ماکزیمم توان مصرفی، دیماند مصرف نیز بیان می‌گردد. پیک بار معمولاً برای یک دوره بلندمدت تعیین می‌شود، به همین دلیل طراحی شبکه‌های برق‌رسانی نیز بر همین مبنا انجام می‌گیرد. در بهره‌برداری از شبکه‌های برق‌رسانی پیک بار یا مصرف ممکن است برای دوره‌های روزانه، ماهیانه، فصلی و یا سالیانه نیز بیان شوند که برحسب مورد، در مطالعات بار مورد استفاده قرار می‌گیرند. در شبکه‌های برق‌رسانی، پیک بار با واحدهای مختلفی چون وات (کیلووات و مگاوات)، ولت‌آمپر (کیلوولت‌آمپر و مگاولت‌آمپر) و یا آمپر (کیلوآمپر) بیان می‌شوند، ضمن اینکه برای مصارف بار راکتیو از وار، کیلووار یا مگاوار نیز برای بیان مقادیر پیک بار استفاده می‌شود. ضمناً در مراجع علمی و استانداردها تعاریف مختلفی درخصوص دیماند مصرف برق ارائه گردیده که برخی از آن‌ها که از استاندارد IEEE از انتشارت کنفرانس سیگرا [43] استخراج گردیده است شامل دیماند یا بار، دیماند همزمان و دیماند قراردادی می‌باشد که عبارت است از :

$\bar{U}$ دیماند یا بار

نرخ انرژی الکتریکی مصرفی که توسط مصرف‌کننده مصرف می‌شود.

$\bar{U}$ دیماند همزمان

به هر نوع تقاضای انرژی که به طور همزمان با یکدیگر رخ می‌دهد اطلاق می‌شود.

$\bar{U}$ دیماند قراردادی

به تقاضایی که تأمین‌کننده انرژی موافقت به تأمین و تحویل آن به مصرف‌کننده کرده است، اطلاق می‌شود. هر نوع از تقاضا برحسب اینکه هدف چه باشد، برای دیماند می‌توان ارقام متفاوتی را برای دیماند از جمله: دیماند در برنامه‌ریزی و توسعه شبکه، دیماند در طراحی، دیماند در بهره‌برداری و یا دیماند قراردادی در نظر گرفت. طبیعی است که برحسب اینکه میانگین‌گیری برای محاسبه دیماند چه زمانی باشد، دیماند نیز متفاوت بدست می‌آید. به همین دلیل عامل دیگری که در تعیین مقدار دیماند نقش دارد، تداوم زمانی اندازه‌گیری دیماند مصرف می‌باشد که طبق استاندارد IEEE تعریف آن بشرح زیر می‌باشد:

ü بازه زمانی مصرف

دوره زمانی که در حین مصرف انرژی الکتریکی، برای تعیین مقدار تقاضا، مورد استفاده قرار می‌گیرد. همچنین مؤسسه NERC¹ تداوم زمانی اندازه‌گیری دیماند مصرف را بصورت زیر بیان نموده است: «دوره زمانی که در طول مدت آن، مصرف انرژی الکتریکی اندازه‌گیری می‌شود که معمولاً، هر 15 دقیقه، 30 دقیقه و یا 60 دقیقه است.»

بنابراین دوره زمانی میانگین‌گیری برای محاسبه دیماند برحسب مورد می‌تواند یک یا 5 یا 15 یا حتی 60 دقیقه باشد. لذا در صورتی که در اندازه‌گیری مصرف، این عامل با دقت مناسبی انتخاب نشود، مقادیر متفاوتی برای دیماند و در نتیجه تلفات توان بدست می‌آید.

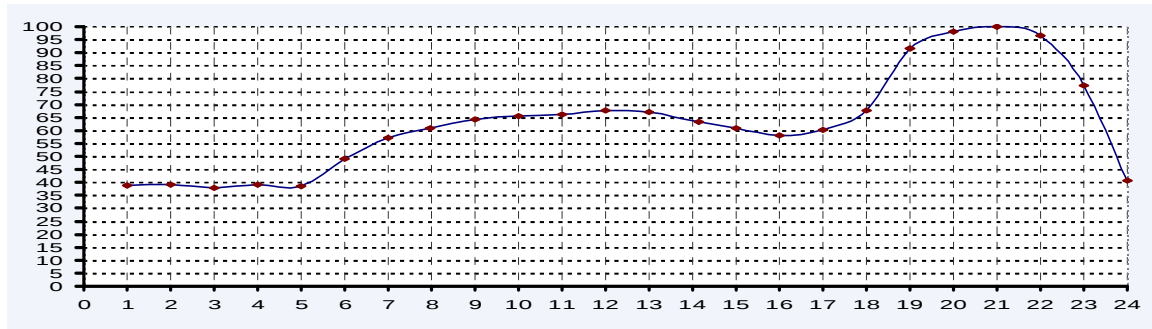
همانطور که در بالا اشاره گردید برحسب اینکه هدف مطالعه یا سنجش دیماند برای فروش انرژی الکتریکی باشد، ممکن است برای شرایط یکسان دو مقدار متفاوت برای دیماند تعریف گردد. بعنوان مثال ممکن است یک مشترک طی قراردادی توان معینی را خریداری نماید که این دیماند به دیماند قراردادی موسوم است اما ممکن است توان مصرفی آن مشترک هیچ وقت به این رقم نرسد یا حتی به بیشتر از رقم فوق نیز افزایش یابد. بنابراین در محاسبه تلفات انرژی باید مبنای واحدی برای محاسبه و تعیین دیماند بکار گرفته شود. طبیعی است در مواردی که دور متوسط‌گیری دیماند برابر نباشد نیز ارقام مختلفی برای دیماند بدست می‌آید.

¹ North American Electricity Reliability Council

3-1-3- منحنی تغییرات بار

نیاز هر مصرف کننده به انرژی الکتریکی در طول شبانه روز به دلایل مختلفی دچار تغییر می شود. این تغییرات تابعی از نوع مصرف کننده و فرآیند تولید یا مصرف آن ها می باشد. به عنوان مثال اگر شبکه ای تأمین کننده برق مصارف خانگی باشد، میزان انرژی تحویلی آن در ساعات شب که مصارف روشنایی به مدار می آیند بالا و در نیمه های شب که مردم در حال استراحت می باشند به کمترین مقدار خود می رسد و یا اگر شبکه ای مسئولیت تأمین برق یک منطقه صنعتی را به عهده داشته باشد، میزان انرژی عبوری آن تابعی است از ساعت کار آن صنایع مستقر در آن منطقه یا بعبارت دیگر نیاز مصرف برق این منطقه ممکن است در برخی از ساعات شبانه روز بالا و در بعضی ساعات دیگر پایین باشد.

برای اینکه تغییرات مصرف هر مشترک در یک دوره معین، مشخص گردد، نیاز مصرف آن به صورت تابعی از زمان ترسیم می گردد. یکی از شاخص های مهم مصرف برق هر مشترک، منحنی بار 24 ساعته آن می باشد، البته منحنی های دیگری چون منحنی تغییرات پیک بار روزانه، منحنی تداوم بار، منحنی تغییرات انرژی روزانه یا نمونه های مختلف دیگری نیز برای بررسی و شناخت مصرف می تواند تعریف گردد. شکل (3-1) نمونه ای از منحنی بار 24 ساعته که مربوط به مشترک خانگی است را نشان می دهد. همانطور که این منحنی نشان می دهد، نیاز مصرف بر حسب نوع مصرف در ساعات مختلف شبانه روز متفاوت می باشند. به عنوان مثال در مشترکین خانگی مصرف برق در ساعات شب یعنی همزمان با بهره گیری از روشنایی به مقدار ماکزیمم خود افزایش می یابد.



شکل (3-1): نمونه ای از منحنی بار 24 ساعته (خانگی)

3-1-4- ضریب بار

ضریب بار شاخص ساده‌ای است که از نسبت متوسط بار ساعتی در یک دوره مشخص بر پیک بار در همان دوره بدست می‌آید. البته در این تعریف دوره میانگین‌گیری 60 دقیقه‌ای یا ساعتی منظور گردید. در صورتیکه از دوره 15 دقیقه‌ای استفاده شود، ضریب بار از نسبت مجموع بار 15 دقیقه‌ای به حاصلضرب تعداد دوره‌های 15 دقیقه‌ای و پیک بار 15 دقیقه‌ای بدست می‌آید.

ضریب بار می‌تواند برای دوره‌های روزانه، هفتگی، ماهیانه، فصلی، سالیانه یا هر دوره مشخص دیگر تعریف شود. البته باید به این نکته مهم توجه شود برحسب اینکه ضریب بار برای چه دوره‌ای محاسبه شود، انرژی مصرفی، پیک مصرف نیز باید مربوط به همان دوره باشد. ضمناً تعریف بالا را می‌توان با رابطه ریاضی زیر نشان داد:

$$LF = \frac{E}{T.P} \quad (1-3)$$

که در این رابطه:

LF : ضریب بار

E : انرژی مصرفی در دوره

T : دوره مطالعه بر حسب ساعت

P : پیک بار

با توجه به رابطه فوق موقعی ضریب برابر یک می‌شود که در تمام ساعات روز بار مصرفی معادل پیک بار یا P

باشد، درچنین شرایط مقدار $E = T.P$ می شود و در نتیجه ضریب بار هم برابر یک خواهد شد. اما به دلیل اینکه بار مصرفی ثابت نیست، ضریب بار همواره کوچک تر از یک می باشد. معمولاً مقدار ضریب بار برای مصارف صنعتی برحسب اینکه یک شیفت یا سه شیفت باشند، از 0/30 تا 0/80 در تغییر است. اما در مصارف شهری ممکن است مقدار ضریب بار بین 0/45 تا 0/65 در تغییر باشد و طبیعتاً در مصارف دیگر نیز می تواند ارقام مختلفی را به خود اختصاص دهد.

3-1-5- ضریب تلفات

ضریب تلفات شاخص مشخصی است که رابطه تلفات انرژی و تلفات در بار پیک را در شبکه های برق رسانی نشان می دهد. در استاندارد IEEE ساعت معادل ضریب تلفات¹ به تعداد ساعتی اطلاق می شود که اگر بار پیک از شبکه عبور نماید، تلفات انرژی معادل بار واقعی ایجاد نماید که این تعریف را می توان بصورت زیر نشان داد:

$$h = \frac{EL}{PL} \quad (2-3)$$

از تقسیم ساعت معادل بر کل ساعات سال یا دوره مطالعه ضریب تلفات² بدست می آید، یا:

$$LSF = \frac{EL}{T.PL} \quad (3-3)$$

درحقیقت ضریب تلفات از نسبت متوسط تلفات ساعتی بر تلفات در بار پیک بدست می آید و در مصارف متداول همواره کوچک تر از یک می باشد. در این روابط h ساعت معادل، LSF ضریب تلفات، EL انرژی تلفات شده در دوره T و PL تلفات توان در بار پیک و T دوره مطالعه می باشد. معمولاً ضریب تلفات برای دوره های بلند مدت ماهیانه، فصلی یا سالیانه محاسبه می گردد، اما این ضریب نیز همانند ضریب بار می تواند برای دوره های کوتاه مدت تر نیز تعریف شود، اما در مطالعات مربوط به تلفات انرژی و برای افزایش دقت محاسبات لازم است ضریب تلفات برای دوره بلندمدت تعریف و محاسبه شود.

¹ Equivalent hours loss factor

² Loss Factor

3-1-6- متوسط پیک بار

عامل دیگری که در مطالعه و بررسی و محاسبه تلفات الکتریکی می‌تواند مفید باشد، ضریب پیک یا متوسط پیک بار در یک دوره مشخص می‌باشد. برای تعیین این شاخص که معمولاً برای یک دوره بلند مدت محاسبه می‌گردد، می‌توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$P_{av} = \frac{\sum P_i}{n} \quad (4-3)$$

در این رابطه P_{av} متوسط پیک بار روزانه در دوره مطالعه و n تعداد روزها در دوره مطالعه و P_i پیک بار در روزهای مختلف می‌باشد. بنابراین اگر قرار باشد متوسط پیک بار در یک دوره یکساله محاسبه گردد، لازم است مجموعه پیک بار 365 روز را بر عدد 365 تقسیم نمود. شاخص دیگری که در این ارتباط می‌تواند تعریف شود، ضریب پیک بار می‌باشد. این ضریب از نسبت پیک متوسط به پیک مطلق بدست می‌آید.

$$PF = \frac{P_{av}}{P_m} \quad (5-3)$$

در این رابطه PF ضریب پیک و P_m پیک بار در دوره مطالعه می‌باشند. در صورتیکه پیک بار در تمام روزهای سال برابر باشند، ضریب پیک معادل یک می‌باشد، اما بالا بودن ضریب پیک همواره به معنی درست مصرف نمودن، مشترکین برق نمی‌باشد، چون ممکن است پیک مصرف روزانه یک مجتمع صنعتی در اغلب روزهای سال تقریباً برابر باشند، اما مصرف انرژی روزانه آن‌ها متفاوت باشد. بنابراین ضریب پیک مصارف صنعتی بالا و مصارف خانگی پائین می‌باشد لذا در ارزیابی وضعیت مصرف باید ضریب بار و ضریب پیک بطور همزمان مورد توجه، مقایسه و بررسی قرار گیرند.

3-1-7- زمان وقوع پیک بار

زمان وقوع پیک بار نیز یکی از عوامل مهم در بررسی تلفات شبکه‌های برق‌رسانی است. به عنوان مثال در صورتیکه زمان پیک بار یک مشترک برق همزمان با پیک شبکه سراسری برق نباشد، ارزش تلفات یا زیان ناشی از تلفات این دسته از مشترکین کمتر می‌باشد و برعکس مصرف‌کننده‌ای که در ساعات پیک بار تلفات ایجاد می‌کند

مستقیماً باعث کاهش قدرت مفید نیروگاه‌ها می‌گردد که برحسب مورد باید در طراحی و بهینه‌سازی خطوط یا شبکه های برق‌رسانی مد نظر قرار گیرد.

3-1-8- تلفات توان و انرژی

بخش قابل توجهی از انرژی الکتریکی در اجزای مختلف شبکه‌های انتقال و توزیع نیرو به هدر می‌رود. درصد و مقدار تلفات در هریک از بخش‌ها یا تجهیزات شبکه بسیار متفاوت می‌باشد و خود تابعی از ماهیت بار مصرفی و مشخصات شبکه است. لذا برای بررسی وضعیت تلفات انرژی در شبکه‌های برق‌رسانی لازم است کلیه عوامل مؤثر در این رابطه مورد توجه و مطالعه قرار گیرد. در شبکه‌های برق‌رسانی برای تلفات می‌توان تعریف مختلفی را ارائه داد، اما مؤسسه IEEE تعریف زیر را ارائه داده است که درحقیقت تفاوت انرژی ارسالی و دریافتی به عنوان تلفات مطرح گردید.

۲ تلفات انرژی

تلفات انرژی به اختلاف بین انرژی ورودی به شبکه و انرژی خروجی از شبکه در انتقال انرژی بین دو نقطه از شبکه اطلاق می‌گردد.

یکی از عوامل مهم و مؤثر در محاسبه تلفات انرژی خطوط یا شبکه‌های برق‌رسانی آگاهی از مقدار تلفات توان در ساعات پیک مصرف می‌باشد. گرچه ساعات پیک مصرف برق در شبکه سراسری برق در ساعات اولیه شب می‌باشد، اما این قاعده در کلیه مناطق یا شبکه‌های توزیع یا خطوط انتقال صادق نیست. به عنوان مثال ساعات پیک بار پستهای توزیع تأمین‌کننده مشترکین خانگی در ساعات شب و پست‌های تغذیه‌کننده مناطق صنعتی عموماً "در ساعات روز می‌باشند.

تلفات توان در ساعات پیک شبکه سراسری برق باعث کاهش ظرفیت مفید نیروگاه‌ها می‌گردد، به عبارت دیگر آن دسته از مصرف‌کنندگان که دارای تلفات بالاتری در ساعات پیک شبکه سراسری برق می‌باشند زیان بیشتری را بر شرکت‌های برق تحمیل می‌کنند. لذا برحسب اینکه پیک مشترکین برق در ساعات پیک شبکه باشند یا نباشند می‌تواند در تصمیم‌گیری روش‌های مناسب اصلاح شبکه و کاهش تلفات مؤثر باشند. البته این مطالب به معنی کم اهمیت بودن

تلفات مشترکینی که در ساعات پیک شبکه سراسری برق حضور ندارند نمی‌باشد، اما زبانی که تلفات در ساعات پیک بر شرکت‌های برق تحمیل می‌کند به مراتب بیشتر از دیگر ساعات شبانه روز می‌باشد. بنابراین در شرایط برابر کاهش تلفات در ساعات پیک پراهمیت‌تر و از دیدگاه اقتصادی موجه‌تر می‌باشد. بطور کلی در یک خط انتقال یا توزیع نیروی برق تلفات توان را می‌توان از رابطه زیر بدست آورد.

$$PL = R \left(\frac{P}{U \cdot \cos \phi} \right)^2 \quad (6-3)$$

در این رابطه $\cos \phi$ ضریب قدرت مصرف، U ولتاژ، P پیک بار انتقالی و R مقاومت هادی برای کل طول خط در درجه حرارت هادی و PL تلفات توان می‌باشد.

3-1-9- ضریب قدرت

هر مصرف‌کننده علاوه بر اینکه به توان اکتیو نیاز دارد به توان راکتیو نیز نیازمند است. رابطه این دو توان با ضریب قدرت مشخص می‌شود. تجهیزات زیادی مصرف‌کننده توان راکتیو می‌باشند که در استاندارد IEEE این توان بصورت زیر تعریف شده است:

$\tilde{u}$ توان راکتیو

بخشی از توان که برای ایجاد و نگهداری میدان مغناطیسی و الکتریکی به منظور عملکرد مناسب شبکه لازم است، توان راکتیو باید به اکثر انواع تجهیزات مغناطیسی نظیر موتورهای بکاررفته در یخچال‌ها و هواسازها و همچنین به خطوط انتقال با بارگذاری زیاد، داده شود. این توان از سمت ژنراتورهای سنکرون شبکه، کندانسورهای سنکرون یا تجهیزات الکترواستاتیکی مثل خازن‌ها تأمین می‌شود. این نوع توان، به طور مستقیم بر روی ولتاژ شبکه اثرگذار است.

برای انتقال توان اکتیو یکسان، ضریب قدرت می‌تواند ارقام مختلفی را به خود اختصاص دهد، طبیعی است هرچه ضریب قدرت کمتر باشد، جریان بیشتری از هادی‌ها عبور می‌کند که این عامل باعث افزایش تلفات توان می‌گردد. در

صورتیکه توان انتقالی را ثابت فرض کنیم با تغییر ضریب قدرت از مقدار $\cos \phi_1$ به $\cos \phi_2$ تلفات به اندازه K_p برابر تغییر می‌کند که مقدار آنرا می‌توان از رابطه زیر به دست آورد.

$$K_p = \left(\frac{\cos \phi_1}{\cos \phi_2} \right)^2 \quad (7-3)$$

در این حالت نیز ولتاژ و مقاومت هادی‌ها در هر دو حالت یکسان در نظر گرفته شده است، البته در عمل ممکن است کاملاً برابر نباشند.

3-1-10- درجه حرارت هادی

درجه حرارت هادی تحت تأثیر درجه حرارت محیط، تابش خورشید و جریان الکتریکی افزایش می‌یابد. بنابراین اگر جریان عبوری از هادی‌ها ثابت هم در نظر گرفته شود، باز هم درجه حرارت هادی‌ها تحت تأثیر درجه حرارت محیط و تابش خورشید که برحسب موقعیت جغرافیائی منطقه و زمان وقوع پیک بار (شب یا روز) متفاوت می‌باشد، تغییر می‌کند. تأثیر درجه حرارت هادی در مقدار مقاومت هادی را می‌توان از رابطه زیر بدست آورد. البته مقاومتی که از این طریق بدست می‌آید مقاومت DC می‌باشد که برای مقاطعی معادل هادی‌ها متداول در شبکه‌های انتقال نیرو تفاوت مقاومت DC و AC زیاد نمی‌باشند، بنابراین برای محاسبه مقاومت AC نیز می‌توان تقریباً از رابطه زیر استفاده نمود.

$$R_C = R_0 \cdot \frac{M + t_c}{M + t_0} \quad (8-3)$$

در این رابطه R_C مقاومت هادی در درجه حرارت هادی، R_0 مقاومت اولیه هادی در درجه حرارت t_0 و مقادیر t_c ، t_0 به ترتیب درجه حرارت هادی در حالت اولیه و حالت ثانویه برحسب سانتیگراد می‌باشد و همچنین M ثابت هادی می‌باشد که مقدار آن برای هادی آلومینیوم فولاد برابر 228 می‌باشد.

همانطور که این رابطه نشان می‌دهد اگر تلفات توان یک خط انتقال در یک شب زمستان که درجه حرارت هادی مثلاً 5- درجه سانتیگراد می‌باشد، با تلفات همان خط (برای توان انتقالی برابر) در یک روز گرم تابستان که درجه حرارت هادی به حدود مثلاً 60 درجه سانتیگراد می‌رسد (با احتساب درجه حرارت محیط و افزایش درجه حرارت هادی در اثر عبور جریان الکتریکی و تابش خورشید) حدود 29/1 درصد افزایش می‌یابد که به همین نسبت تلفات توان

نیز برای انتقال توان یکسان افزایش می‌دهد. این مطالب نشان می‌دهد که تلفات توان حتی برای انتقال باری با توان، ولتاژ و ضریب قدرت مشابه در طول ساعات مختلف سال متفاوت می‌باشد و طبیعی است برحسب اینکه محل نصب خط در کدام شهر باشد این تفاوت بیشتر می‌شود.

2-3- مجموعه روش‌های تئوری تعیین میزان تلفات مبتنی بر اندازه‌گیری [44-47]

این روش، روش تعیین دقیق تلفات بوسیله اندازه‌گیری مبتنی بر نصب و قرائت همزمان کنتورها در مبادی ورودی و خروجی سیستم می‌باشد به خصوص در فیدرهای توزیع با نصب کنتور در مبادی ورودی یا ابتدای فیدر در خروجی پست‌ها و قرائت کنتور مشترکین این کار انجام می‌شود. این روش مرسوم‌ترین و متداول‌ترین روش تعیین میزان تلفات در شرکت‌های توزیع می‌باشد. روش کار در شرکت‌های توزیع بعضاً با پاره‌ای تفاوت‌ها و اصلاحات اختلاف چندانی با هم نداشته و به سه روش زیر تقسیم می‌شود

2-1-1- قرائت همزمان کنتورها با بکارگیری مأمورین قرائت کنتور

2-1-2- استفاده از صورتحساب برق مشترکین و برگرداندن قبوض به یک تاریخ واحد

2-1-3- بکارگیری تکنولوژی AMR و کاربرد کنتورهای دیجیتال سنکرون

ذیلاً هر یک از روش‌های ذکر شده فوق توضیح داده می‌شود.

3-2-1- قرائت همزمان کنتورها با بکارگیری مأمورین قرائت کنتور

این روش سنتی‌ترین شیوه تعیین میزان تلفات بر اساس قرائت کنتور می‌باشد و تلفات انرژی مطابق رابطه زیر از حاصل تفاوت انرژی تحویلی به شبکه توزیع و انرژی فروخته شده بدست می‌آید

$$\text{انرژی فروخته شده - انرژی تحویلی} = \text{تلفات انرژی} \quad (9-3)$$

تعبیر دیگر رابطه فوق بشرح زیر می‌باشد

(10-3)

انرژی فروخته شده - انرژی خریداری شده = تلفات انرژی

لازم به توضیح است که در این روش یک دستگاه کنتور در ورودی فیدر نصب شده و از تعداد متناسبی مأمور قرائت کنتور به منظور قرائت کنتورهای مشترکین تغذیه شونده از فیدر استفاده می‌شود. پس از بی‌برق نمودن فیدر کنتور واقع در ورودی فیدر و مقادیر کنتورهای مشترکین قرائت شده و این کار در یک پریود زمانی مناسب مجدداً تکرار می‌شود (پریود زمانی معمولاً یک ماهه و حداقل یک هفته می‌باشد) سپس با بکارگیری روابط ذکر شده فوق تلفات انرژی حاصل می‌شود.

در جدول (1-3) نمونه‌ای از فرم برداشت و ثبت مقدار قرائت شده کنتورها بمنظور تعیین میزان تلفات که در شرکت‌های توزیع کاربرد دارد ارائه شده است.

جدول (1-3): فرم برداشت و ثبت مقدار قرائت شده کنتورها

	کنتور مشترکین تغذیه شونده از فیدر			
	قرائت دوم		قرائت اول	
	شماره شناسایی کنتور	مقدار قرائت شده (B)	شماره شناسایی کنتور	مقدار قرائت شده (A)
N1=B-A				
N2=B-A	کنتور نصب شده در مبادی ورودی		کنتور نصب شده در مبادی ورودی	

شماره شناسایی کنتور	مقدار قرائت شده (A)	شماره شناسایی کنتور	مقدار قرائت شده (B)	

تلفات انرژی در پریود زمانی در نظر گرفته شده T از رابطه ساده زیر تعیین می شود

$$(11-3) \quad \text{تلفات انرژی} = N2 - N1$$

روش ذکر شده بمنظور تعیین میزان تلفات دارای نقاط ضعف زیادی بشرح زیر می باشد

ü این روش نیاز به کار میدانی داشته و تعداد نفرات زیادی درگیر پروسه قرائت و برداشت اطلاعات خواهند شد.

ü امکان عدم دسترسی به کنتورهای مشترکین بدلیل عدم حضور در منزل وجود دارد که نتیجه را با خطا روبرو خواهد کرد.

ü نیاز به خاموشی طولانی و بی برقی مشترکین بمدت طولانی است که موجب نارضایتی مشترکین می شود.

ü اصولاً بدلیل حضور نیروی انسانی در پروسه برداشت اطلاعات امکان اشتباه در قرائت و برداشت اطلاعات وجود خواهد داشت.

ü زمان بر بودن برداشت اطلاعات به روش فوق و هزینه بر بودن کل فرایند از دیگر موارد مشکل ساز می باشد.

3-2-2- استفاده از صورتحساب برق مشترکین و برگرداندن قبوض به یک تاریخ

واحد

این شیوه مبتنی بر استفاده از اطلاعات صورت حساب مشترکین (billing) می باشد با این توضیح که کنتورهای

مشترکین سبک در دوره های زمانی معمولاً دو ماهه و مشترکین سنگین در دوره های زمانی یکماهه قرائت می شوند و

لذا می‌توان از اطلاعات خدمات مشترکین که تخمیناً در کلیه شرکت‌های توزیع تمام مراحل قرائت، محاسبه، پردازش و چاپ قبوض بصورت مکانیزه بوده و بانک اطلاعاتی فایل‌های billing مشترکین برق از چندین سال تاکنون موجود و قابل استفاده است.

یکی از مشکلات اصلی تعیین میزان تلفات با استفاده از صورتحساب برق مشترکین این است که دوره‌های زمانی قرائت کنتور دقیقاً از پرپود زمانی دوماهه یا یک ماهه پیروی نمی‌کند و در قرائت کنتورها تاخیرهای چند روزه وجود دارد. لذا این مسئله موجب بروز خطا در محاسبه تلفات می‌شود برای رفع این مشکل می‌بایست قبوض برق به شرح زیر به یک تاریخ واحد برگردد.

برای آنکه بتوان تلفات نواحی مختلف شبکه را به صورت مستمر و تفکیک شده تعیین نمود از روش نرمالیزه کردن قبض برق مشترکین استفاده شود. در این روش با استفاده از مقادیر قبض‌های خوانده شده از مشترکین، این مقادیر برای دوره‌های یک ماهه نرمالیزه می‌شوند و با استفاده از اعداد ثبت شده توسط کنتورهای فیدر اصلی، در یک ساعت مشخص ماهانه می‌توان تلفات را به صورت مستمر و به سادگی تعیین نمود. خطای ناشی از نرمالیزه کردن با فرض تعداد قابل توجه مشترکین و تغییرات اندک متوسط مصرف مشترکین از یک قبض تا قبض دیگر قابل چشم پوشی می‌باشد. با فرض عدم ثبت ساعت قرائت نیز می‌توان از روش فوق با تقریب بیشتر استفاده نمود. در جدول (2-3) قبض برق یک مشترک که در کنار ثبت مقادیر، ساعت قرائت نیز ثبت شده است مشاهده می‌شود، در جدول (3-3) این قبض برق را که به صورت نرمالیزه شده انرژی مصرفی از ساعت 12 ابتدای یک ماه تا ساعت 12 ابتدای ماه بعد را مشخص می‌کند، دیده می‌شود. با نرمالیزه نمودن تمام قبض‌های برق می‌توان کل انرژی الکتریکی مصرفی یک ناحیه را در فاصله زمانی ذکر شده محاسبه نمود. اگر کنتورهای فوق توزیعی که ناحیه مورد نظر را تحت پوشش قرار می‌دهند در ساعت 12 ابتدای هر ماه قرائت شده و مقادیر آن ثبت شود، با تفاضل این دو مقدار، تلفات انرژی ناحیه مورد نظر در بازه زمانی یک ماهه مشخص می‌شود.

جدول (2-3): قبض برق خوانده شده یک مشترک

ردیف	زمان ابتدای قرائت		زمان انتهایی قرائت		انرژی کیلووات ساعت
	ساعت	تاریخ	ساعت	تاریخ	
1	10	83/2/1	13	83/3/8	2300

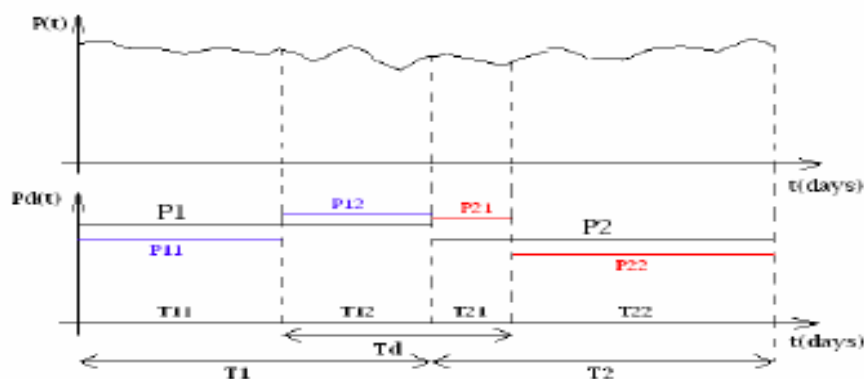
2650	83/4/15	18	83/3/8	13	2
2400	83/5/20	9	83/4/15	18	3
2620	83/6/22	12	83/5/20	9	4

جدول (3-3): قبض برق نرمالیزه شده به ساعت 12 روز اول هر ماه

ردیف	زمان ابتدای قرائت		زمان انتهای قرائت		انرژی
	ساعت	تاریخ	ساعت	تاریخ	کیلووات ساعت
1	12	83/2/1	12	83/3/1	$(31/39,125) * 2300 = 1828$
2	12	83/3/1	12	83/4/1	$(8/39,125) * 2300 + (23/38,2) * 2650 = 2075$
3	12	83/4/1	12	83/5/1	$(15/38,2) * 2650 + (16/35,625) * 2400 = 2113$
4	12	83/5/1	12	83/6/1	$(20/35,625) * 2400 + (11/33,125) * 2620 = 2207$

حسن این روش آن است که نیازی به ایجاد روال‌های جدید برای محاسبه تلفات نیست بلکه با استفاده از همان روند قرائت کنتور مشترکین و صدور قبض برق می‌توان به صورت ماهانه یا کمتر تغییرات میزان تلفات انرژی را مانیتور نمود، ضمن آنکه با انتخاب محل کنتورهای بالادست، می‌توان گستره ناحیه‌ای که قصد تعیین تلفات در آن وجود دارد مشخص نمود.

برای بررسی بیشینه خطای این روش، در ابتدا پروفیل بار و مقدار مصرف انرژی یک مشتری طی 2 ماه در شکل زیر در نظر گرفته شده است.



شکل (3-2): پروفیل بار و مقدار مصرف انرژی یک مشترک طی 2 ماه

در شکل فوق پارامترهای زیر فرض شده است :

جدول (3-4): پارامترهای استفاده شده در محاسبه

پارامتر	تعریف
T_1, T_2	زمان‌های صدور قبض برق
T_d	زمان هدف برای محاسبه قبض برق
P_1, P_2	توان متوسط در زمان‌های T_1, T_2
$P_{11}, P_{12}, P_{21}, P_{22}$	توان متوسط در زمان‌های محدودتر $P_{11}, P_{12}, P_{21}, P_{22}$
E_{dr}	مقدار انرژی واقعی در زمان هدف
E_{dc}	مقدار انرژی محاسباتی در زمان هدف

بنابر تعارف بیان شده، روابط زیر را خواهیم داشت:

$$\begin{cases} T_{11} + T_{12} = T_1 \\ T_{21} + T_{22} = T_2 \end{cases} \quad (12-3)$$

$$\begin{cases} T_{11} P_{11} + T_{12} P_{12} = T_1 P_1 = E_1 \\ T_{21} P_{21} + T_{22} P_{22} = T_2 P_2 = E_2 \end{cases} \quad (13-3)$$

حال مقدار انرژی اندازه‌گیری شده در زمان T_d به صورت زیر خواهد بود.

$$E_{dc} = \frac{T_{12}}{T_1} E_1 + \frac{T_{21}}{T_2} E_2 \quad (14-3)$$

و مقدار انرژی واقعی در زمان T_d نیز برابر است با:

$$E_{dr} = T_{12} P_{12} + T_{21} P_{21} \quad (15-3)$$

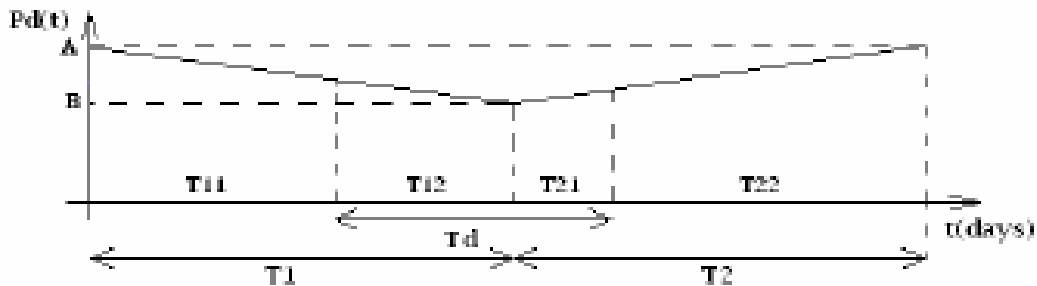
اگر اختلاف میان مقدار اندازه‌گیری شده و واقعی را به صورت زیر بازنویسی کنیم، دید بهتری برای خطای این روش نمایان می‌کند.

$$E_{dc} - E_{dr} = (P_{11} - P_{12}) \frac{T_{11} T_{12}}{T_1} + (P_{22} - P_{21}) \frac{T_{21} T_{22}}{T_2} \quad (16-3)$$

با توجه به این بازنویسی، اگر $P_{11} > P_{12}$ و $P_{22} > P_{21}$ باشد، بیشینه‌ی اختلاف مثبت و اگر $P_{11} < P_{12}$ و $P_{22} < P_{21}$ باشد، بیشینه‌ی اختلاف منفی رخ خواهد داد. ولی خطای نسبی که به صورت زیر تعریف شده است، در حالت $P_{11} > P_{12}$ و $P_{22} > P_{21}$ مقدار بیشینه خواهد شد.

$$DE = \frac{E_{dc} - E_{dr}}{E_{dr}} = \frac{E_{dc}}{E_{dr}} - 1 \quad (17-3)$$

در ادامه برای بررسی دقیق‌تر، پروفیل بار مشترک را با فرض اخیر به صورت زیر در نظر می‌گیریم.



شکل (3-3): پروفیل بار و مقدار مصرف انرژی یک مشترک طی 2 ماه بر اساس فرضیه بیان شده

برای سادگی محاسبات فرض‌های زیر اعمال شده است :

= مقدار بیشینه توان در ابتدا و انتهای دوره یکسان است .

= پروفیل بار به صورت خطی در نظر گرفته شده است .

= دوره تناوب صدور قبض ثابت در نظر گرفته شده است. ($T_1 = T_2 = T$)

در ادامه به تعیین مقدار انرژی اندازه‌گیری شده و واقعی در زمان T_d پرداخته شده است.

$$E_{dr} = BT_D + \frac{1}{2} \frac{A-B}{T} [T_d^2 - 2T_{12}(T_d - T_{12})] \quad (18-3)$$

$$E_{dc} = \frac{1}{2} (A+B)T_d \quad (19-3)$$

با محاسبه می‌توان نشان داد که اگر E_{dc} بیشینه شود، آنگاه خطای نسبی بیشینه خواهد شد. E_{dr} نیز با شرط زیر بیشینه خواهد شد :

$$T_{12} = \frac{T_d}{2} \quad (20-3)$$

با این شرط و فرض $T_d = \frac{T}{2}$ ، مقدار خطای نسبی برابر خواهد بود با :

$$DE = \frac{3(A - B)}{A + 3B} \quad (21-3)$$

برای نسبت‌های مختلف A و B، مقدار نسبی خطا در جدول زیر آمده :

جدول (5-3): رابطه خطای نسبی با مقدار بیشینه و کمینه پروفیل بار

خطای نسبی (%)	رابطه بین A و B
0	A=B
+14	A=1/2B
+33	A=1/5B
+60	A=2B

همانطور که ملاحظه می‌شود، مقدار بیشینه خطا برای نسبت‌های مختلف A, B متفاوت و قابل ملاحظه است. این

خطا برای محاسبه و هم زمان کردن قبض برق‌ها معقول نمی‌باشد، ولی سؤال‌های زیر قابل طرح است :

ü چند درصد از پروفیل بار مشترکین مانند پروفیل پیشنهادی در این تحلیل بوده و احتمال پدیدار شدن آن

چقدر است؟

ü اگر تعداد مشترکین زیاد باشد چقدر احتمال هم پوشانی خطاهای محاسباتی مثبت و منفی و در نهایت ،

کم شدن خطای کلی وجود دارد؟

ü آیا با تغییر بازه زمانی هدف می‌توان این خطا را برای هر مشترک کاهش داد؟ برای مثال اگر بازه زمانی

هدف دو برابر شود ، یعنی بجای تخمینا 1 ماه، 2 ماه باشد خطا برابر خواهد بود با:

$$DE = \frac{A - B}{A + 3B} \quad (22-3)$$

یعنی خطای نسبی به یک سوم کاهش پیدا خواهد کرد و جدول را بصورت زیر می‌توان بازنویسی نمود.

جدول (6-3): رابطه خطای نسبی با مقدار بیشینه و کمینه پروفیل بار

خطای نسبی (%)	رابطه بین A و B
0	A=B

+5	$A=1/2B$
+11	$A=1/5B$
+20	$A=2B$

3-2-3- بکارگیری تکنولوژی AMR و کاربرد کنتورهای دیجیتال سنکرون

اندازه گیری تلفات در شبکه‌های توزیع با بکارگیری تکنولوژی AMR روش مدرن و نسبتاً جدید اندازه گیری تلفات مبتنی بر قرائت کنتور می‌باشد. برای تعیین میزان تلفات در این شیوه اقدام به نصب کنتور در ابتدای فیدر فشار ضعیف نموده و بصورت همزمان کنتورهای مشترکین و کنتور ابتدای فیدر قرائت می‌شود. شکل (2-4)، روش نصب کنتور در پست توزیع را نشان می‌دهد. شکل (3-5) نیز مکانیزم محاسبه تلفات را بر اساس اطلاعات در اختیار ناشی از نصب کنتور در شبکه نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که، روند کلی تعیین میزان تلفات با این روش، تعیین همزمان انرژی فروخته شده به مشترک و انرژی خریداری شده و سپس اندازه‌گیری تفاضل آن‌ها است. به جهت حذف خطای اندازه‌گیری ضروری است که اندازه‌گیری تلفات انرژی در طول یک پریود چندین روزه انجام شود.

یکی از مزایای بزرگ استفاده از AMR قابلیت قرائت همزمان کنتورهای برق از راه دور است. با استفاده از سیستم AMR از بکارگیری روش سنتی قرائت همزمان که در واقع استفاده از تعدادی مأمور قرائت کنتور در محل و ثبت اطلاعات بصورت دستی بود، بی‌نیاز می‌شویم و مشکلات عدیده شیوه سنتی قرائت همزمان کنتورها بطور کامل رفع می‌شود. سیستم AMR در مجموع دارای قابلیت‌های زیر می‌باشد.

ü ثبت مقادیر انرژی و بار بصورت دلخواه (ساعتی-روزانه-هفتگی و ماهیانه) و ارائه مدل مصرف برای

مشترکین سه فاز و تکفاز

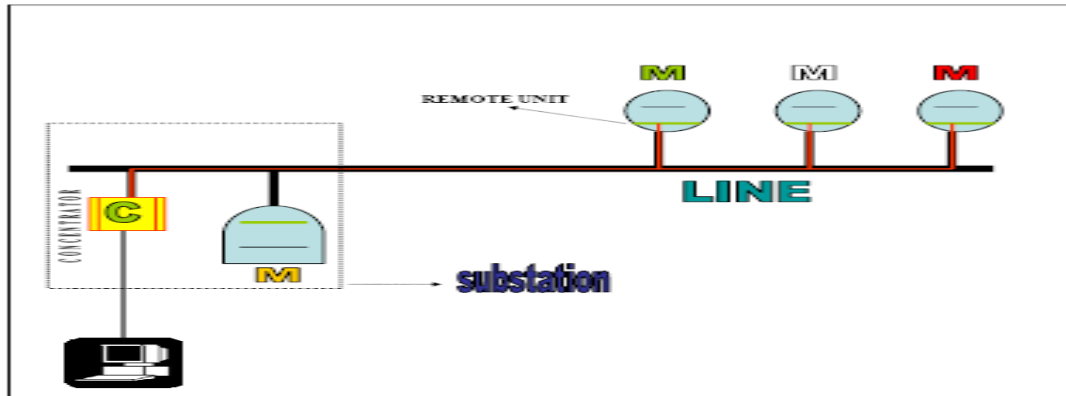
ü ارتباط دائمی و دو طرفه با کنتورها

ü بی‌نیازی از قرائت کنتورها در محل نصب آن‌ها

ü امکان محاسبه دقیق تلفات توان و انرژی

ü ثبت دقیق اطلاعات و آنالیز آن بوسیله نرم افزار

۵ حذف خطای انسانی ناشی از قرائت اشتباه کنتور



شکل (3-4): روش نصب کنتورها در پست‌های توزیع و فیدرها



شکل (3-5): الگوریتم تعیین میزان تلفات بوسیله سیستم AMR

3-2-4- اندازه‌گیری تلفات انرژی در حوزه یک شرکت توزیع

طریقه اندازه‌گیری تلفات در محدوده هر شرکت توزیع را می‌توان در جدول زیر مشاهده نمود. در این جدول فرض شده است که زمان خواندن دستگاه‌های اندازه‌گیری انرژی مشترکین با زمان خواندن دستگاه‌های اندازه‌گیری ورودی انرژی یکسان شده است. در جدول (3-7) روش اندازه‌گیری تلفات در کلیه سطوح شبکه توزیع ارائه شده است و برای اندازه‌گیری تلفات کلیه مبادی ورودی و خروجی شبکه فشار متوسط و فشار ضعیف در نظر گرفته شده و بصورت جامعی روش دقیق اندازه‌گیری تلفات ارائه شده است

جدول (3-7): اندازه‌گیری تلفات در محدوده هر شرکت توزیع

نمایش خلاصه	توصیف	نحوه محاسبه
I	انرژی ورودی به سیستم توزیع از طریق فیدرهای خروجی از پست های فوق توزیع	خواندن ماهانه دستگاه اندازه‌گیری
J	انرژی ورودی به سیستم توزیع از طریق نیروگاه محلی	خواندن ماهانه دستگاه اندازه‌گیری
K	انرژی ورودی به سیستم توزیع از طریق شرکت‌های توزیع مجاور	خواندن ماهانه دستگاه اندازه‌گیری
M	کل انرژی ورودی به سیستم توزیع	$M = I + J + K$
P	انرژی فروخته شده در سطح ولتاژ اولیه	خواندن ماهانه دستگاه اندازه‌گیری
Q	انرژی فروخته شده در سطح ولتاژ اولیه	خواندن ماهانه دستگاه اندازه‌گیری
R	مصارف روشنایی معابر و مصرف داخلی پست‌های توزیع	خواندن ماهانه دستگاه اندازه‌گیری
S	انرژی مصارفی که دستگاه اندازه‌گیری ندارند	فرم‌های برق تهران (پیوست 2)
N	کل انرژی فروخته شده از سیستم توزیع	$N = P + Q + R + S$
L	تلفات انرژی	$L = M - N$
%L	درصد تلفات انرژی	$\%L = \frac{M - N}{M} \times 100$

3-3- مجموعه روش‌های تئوری تعیین میزان تلفات مبتنی بر تخمین

در این بخش، به تشریح مجموعه روش‌های تخمین تلفات در شبکه‌های توزیع که در مقالات و مراجع مختلف مورد استفاده قرار گرفته است، پرداخته می‌شود.

3-3-1- تخمین تلفات انرژی با بکارگیری روش‌های آماری [48-49]

در این روش شکل اجمالی تخمین تلفات انرژی در سیستم‌های قدرت (خطوط توزیع انرژی، ترانسفورماتورها و ...) ارائه می‌شود. برای تعیین میزان تلفات به این روش نیازمند دانستن منحنی بار روزانه¹ انواع متفاوت بار می‌باشیم. در این شیوه بکارگیری ریاضیات آماری بمنظور سازماندهی اطلاعات اولیه ورودی که در منحنی بار موجود است پیشنهاد می‌شود. در این روش کمیت‌های اندکی برای تخمین تلفات انرژی مورد نیاز است. در نتیجه نیاز به برداشت اطلاعات بسیار محدودی می‌باشد. این کمیت‌ها اصطلاحاً گشتاورهای آماری² نامیده می‌شود که همه اطلاعات مفید و مورد نیاز منحنی بار روزانه را در اختیار دارند. نتایج بدست آمده از تخمین تلفات انرژی به این شیوه در مقایسه با اندازه‌گیری تلفات انرژی بصورت مستقیم از دقت بسیار خوبی برخوردار است، با این مزیت که به لحاظ زمانی چندین برابر سریع‌تر از هر روش اندازه‌گیری مستقیم و روش‌های محاسباتی است.

جهت روشن شدن این موضوع لازم به اشاره است که بسیاری از شرکت‌های توزیع با بکارگیری ضریب تلفات و تلفات توان در ماکزیمم بار اقدام به تخمین تلفات می‌نمایند که این روش تنها مقدار تخمینی تلفات انرژی را ارائه خواهد کرد و نتایج حاصله دقیق نخواهد بود. برای محاسبه دقیق تلفات به روش عادی، همانطور که قبلاً عنوان شد، نیازمند نصب تعداد انبوهی دستگاه اندازه‌گیری و یا بهره‌گیری از روش‌های محاسباتی شامل مدلسازی بوسیله تکنیک‌های شبیه‌سازی هستیم که موجب پیچیده شدن محاسبات و صرف زمان طولانی می‌شود. روش حاضر تخمین تلفات را بر پایه روش‌های ریاضیات مبتنی به شیوه‌های آماری و احتمالاتی انجام خواهد داد.

اگر از منظر ریاضی به منحنی بار روزانه بنگریم می‌توان آنرا بصورت سری‌های زمانی در نظر گرفت که با ملاحظه دیماند قدرت به صورت سلسله وار و پی در پی بوقوع می‌پیوندند و برای هر یک از انواع مختلف بار از قبیل (تجاری، صنعتی، مسکونی و ...) بصورت کاملاً متمایزی بروز می‌یابند و در طول 24 ساعت تغییرات زیادی در منحنی بار کلی شبکه ایجاد می‌کنند که در همه روزهای هفته تکرار می‌شود (بجز روزهای پایانی هفته)

¹ Duration Load Curve (DLC)

² Statistical moment

برای اینکه بتوان از روش‌های آماری به منظور تخمین تلفات استفاده کرد لازم است که DLC را به صورت متغیرهای تصادفی در نظر بگیریم که در اینصورت می‌توان آنرا با خصوصیات و کاراکترهای آماری در نظر گرفت. روابط زیر در تشریح روش مورد استفاده قرار خواهد گرفت که در ابتدا جهت یاد آوری در ادامه معرفی می‌شود.

$$m_1 = E[X] = \sum_{i=1}^{24} X_i P^*(x) = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} x_i \quad (23-3)$$

μ_1 : متغیری تصادفی است که معنای ریاضی آن به مفهوم مقدار متوسط دیماندر قدرت روزانه (x) است.

$$m_2 = E[X^2] = \sum_{i=1}^{24} X_i^2 P^*(x) = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} x_i^2 \quad (24-3)$$

μ_2 : مقدار متوسط مجذور توان مصرفی (x)

$$m_{L,k} = E[X_L X_K] = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{24} X_{L,i} X_{K,j} P^*(X_{L,i}, X_{K,j}) = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} X_{L,i} X_{K,i} \quad (25-3)$$

$\mu_{L,K}$: بیانگر رابطه بین دو متغیر تصادفی متفاوت (l, k) می‌باشد که در تخمین تلفات انرژی نقش دارد.

3-1-1-3- تخمین تلفات سیستم

رابطه زیر رابطه‌ای بسیار عمومی و رایج برای محاسبه تلفات انرژی در اجزای سیستم (مانند خطوط، ترانسفورماتورها و) می‌باشد.

$$Dw = 3 \sum_{i=1}^n I_i^2 R dt = \frac{R}{V^2} \sum_{i=1}^n S^2(t) dt = \frac{R}{V^2} \left[\sum_{i=1}^n P^2(t) dt + \sum_{i=1}^n Q(t) dt \right] \quad (26-3)$$

P(t) و Q(t) اجزای اکتیو و راکتیو بار می‌باشند.

معمولاً DLC بصورت ساعتی یا بصورت دوره‌های 15 دقیقه‌ای ارائه می‌شود بنابراین با توجه به مطلب ذکر شده می‌توان رابطه فوق را بصورت ذیل تغییر داد و انتگرال رابطه فوق را از حاصل جمع زیر بدست آورد.

$$Dw = \frac{R}{V^2} \int_0^T P^2(h) Dh + \frac{R}{V^2} \int_0^T Q^2(h) Dh = \frac{R}{V^2} \frac{Dh}{T} \int_0^T P^2(h) + \frac{Dh}{T} \int_0^T Q^2(h) = \frac{R}{V^2} (P_{rms}^2 + Q_{rms}^2) T \quad (27-3)$$

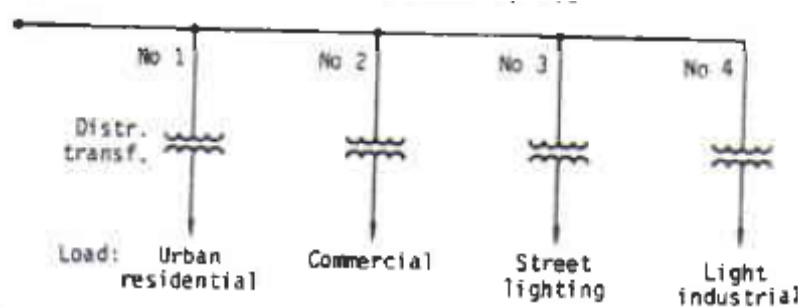
$P(h)$ و $Q(h)$: توان اکتیو و راکتیو که بصورت دوره‌های زمانی یک‌ساعته یا 15 دقیقه ای ارائه می‌شود.

Q_{rms}, P_{rms} : توان دوم مقدار متوسط قدرت اکتیو و راکتیو

T : بازه زمانی محاسبه تلفات انرژی

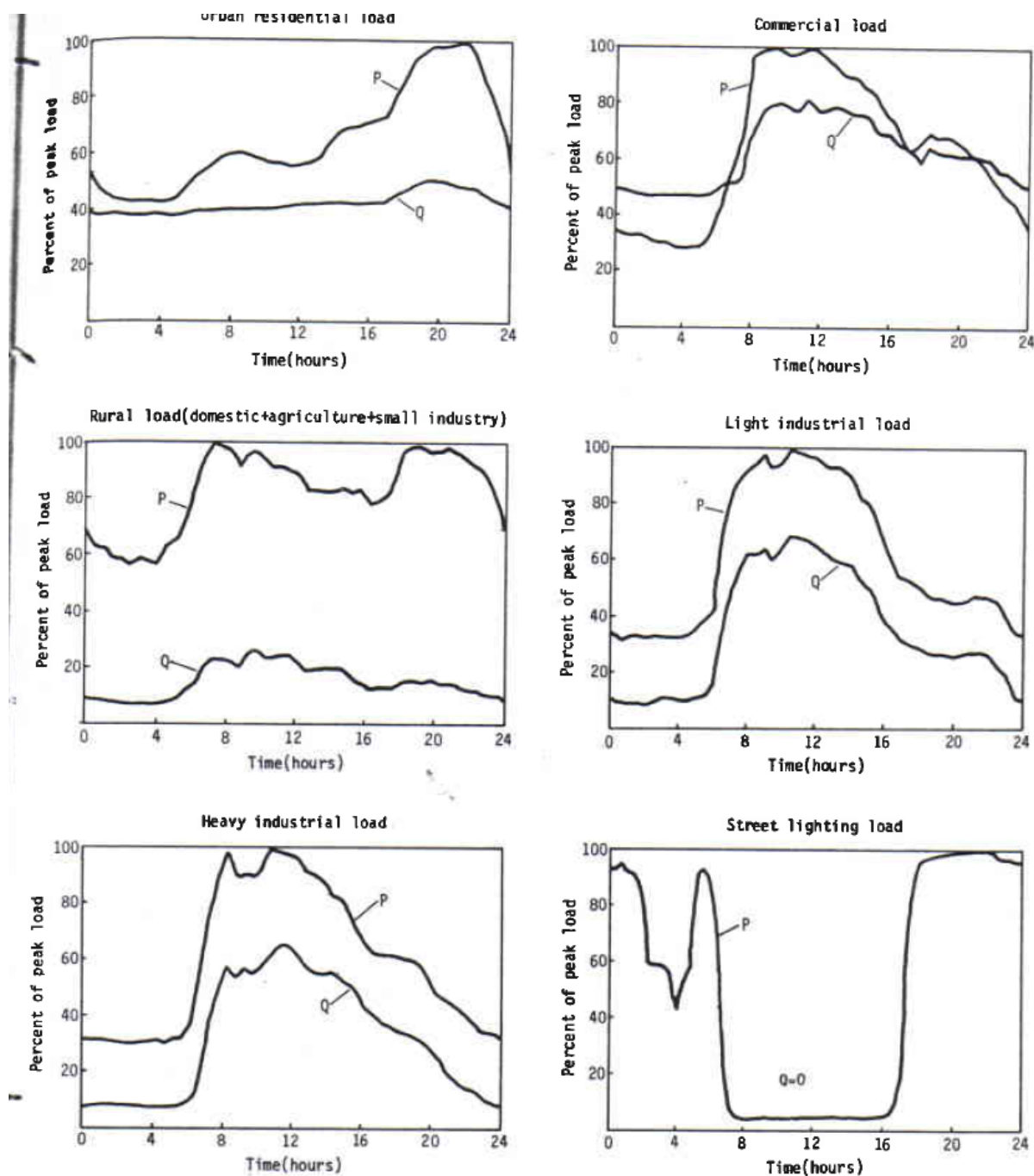
Dh : دوره زمانی یک‌ساعته یا 15 دقیقه ای

با توجه به رابطه فوق ملاحظه می‌شود که بمنظور محاسبه تلفات انرژی ضروری است توان دوم مقدار متوسط توان جاری بین اجزاء متفاوت سیستم از قبیل خطوط انتقال، ترانسفورماتورها و فیدرهای توزیع و غیره تعیین شود.



شکل (3-6): نمونه یک فیدر توزیع

مطابق شکل فوق یک بخش از خط انتقالی مابین دو ترانسفورماتور توزیع در نظر گرفته می‌شود و فرض می‌شود که توان جاری در این بخش از خط انتقالی دارای تغییرات بار متفاوتی در طول 24 ساعت باشند (مطابق نوع DLC آن از قبیل مسکونی، تجاری و ...).



شکل (7-3): منحنی بار مربوط به مصارف مختلف در یک شبکه توزیع نمونه

توان دوم مقدار متوسط توان خط انتقالی ذکر شده بشرح زیر خواهد بود.

$$P_{rms}^2 = \frac{1}{T} \mathring{a}_1^T P(h) Dh = \frac{1}{T} \mathring{a}_1^T (\mathring{a}_1^n P_K)^2 Dh = \frac{Dh}{T} \mathring{a}_1^T (\mathring{a}_1^n P_K^2 + \mathring{a}_{K \gg L} P_K P_L)_i \quad (28-3)$$

n : تعداد اجزاء بار که در قسمت تعیین شده خط انتقالی جاری می‌باشد.

k, l : اجزاء ویژه بار

i : ساعت بخصوص یا تعیین شده DLC

رابطه زیر از رابطه (28-3) بدست می‌آید.

$$P_{rms}^2 = \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n \sum_{i=1}^{Dh} \frac{1}{T} P_{K,i}^2 + \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n \sum_{i=1}^{Dh} \frac{1}{T} P_{K,i} P_{L,i} \quad (29-3)$$

مقدار موجود در پرانتز اول رابطه (29-3) با استفاده از رابطه (24-3) بصورت ذیل بدست می‌آید.

$$m_{2K} = E[P_K^2] = \frac{Dh}{T} \sum_{i=1}^T P_K^2(h) = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} P_{K,i}^2$$

(30-3)

$$Dh = 1 \text{ hours}$$

$$T = 24 \text{ hours}$$

مقدار موجود در پرانتز دوم رابطه (29-3) با استفاده از رابطه (25-3) بصورت ذیل بدست می‌آید. لازم به توضیح است

که $\mu_{L,K}$ بیانگر رابطه بین K -th و L -th بار با توجه به منحنی بار روزانه هر یک از آن‌ها می‌باشد.

$$m_{L,K} = E[P_L P_K] = \frac{Dh}{T} \sum_{i=1}^T P_L(h) P_K(h) = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} P_{L,i} P_{K,i} \quad (31-3)$$

مقادیر فوق برای هر جفت از DLC های متفاوت حساب می‌شود بعنوان مثال برای منحنی‌های ذکر شده در شکل

قبلی جداول زیر بدست آمده است.

جدول (3-8): مقدار شاخص $m_{L,K}$ برای بارهای اکتیو مختلف (بر حسب پریونیت)

Kind of Load \	1	2	3	4	5	6
Residential	1.13	1.02	1.03	0.993	0.998	1.12
Commercial		1.14	1.04	1.15	1.15	0.783
Rural			1.02	1.04	1.03	0.980
Light Industry				1.17	1.16	0.715
Heavy Industry					1.16	0.728
Street Lighting						1.68

جدول (3-9): مقدار شاخص $m_{L,K}$ برای بارهای راکتیو مختلف (بر حسب پریونیت)

Kind of Load \	1	2	3	4	5
Residential	1.02	1.01	1.00	1.00	0.996
Commercial		1.04	1.05	1.10	1.11
Rural			1.14	1.23	1.22
Light Industry				1.41	1.41
Heavy Industry					1.45

جدول (3-10): کواریانس منحنی بارهای روزانه برای بارهای اکتیو (بر حسب درصد بار متوسط)

Kind of Load \	1	2	3	4	5	6	MAX	MIN
Residential	13	2	3	0	0	12	170	55
Commercial		14	4	15	15	- 0.2	157	48
Rural			2	4	3	- 0.2	120	68
Light Industry				17	16	- 0.3	161	51
Heavy Industry					16	- 0.3	166	53
Street Lighting						68	205	83

برای محاسبه Q_{rms}^2 نیز از روابط مشابه با روابط فوق استفاده می‌کنیم و برای محاسبه تلفات Q_{rms}^2 و P_{rms}^2 را در رابطه DW جاگذاری و تلفات تخمین زده می‌شود.

3-3-1-2- بررسی نقاط ضعف و قوت

در این روش از تکنیک‌های آماری و احتمالاتی برای تخمین تلفات انرژی استفاده می‌شود. همچنین با بکارگیری روش ذکر شده فوق و روابط ساده ذکر شده می‌توان تلفات انرژی را در هر یک از اجزاء سیستم از قبیل خطوط، ترانسفورماتور و فیدرهای توزیع تخمین زد. در این روش می‌توان تلفات را بصورت دقیق و با حداقل زمان عملیات

کامپیوتری بدست آورد. همچنین از مزایای دیگر روش ذکر شده این است که از جداول بدست آمده (3-8) و (3-9) و (3-10) می‌توان به منظورهای بسیار متفاوت مثل ارزیابی‌های اقتصادی و طراحی و بهره برداری سیستم‌های قدرت استفاده کرد. نقطه ضعف راهکار پیشنهادی، نیازمندی به تخصص آماری، دقت نسبتاً پایین و نیاز به اطلاعات منحنی بار برای انواع مختلف بارهای شبکه است که ممکن است اطلاعات خیلی دقیقی از آن در دسترس نباشد.

3-3-2- تخمین تلفات انرژی در شبکه‌های فشار ضعیف بر پایه محاسبات واریانس

بار [49]

تخمین تلفات انرژی بر پایه روابط آماری برای تعیین میزان تلفات انرژی در خطوط فشار ضعیف توسعه یافته است. در این روش تلفات بر اساس دو جزء متوسط بار و واریانس بار تخمین زده می‌شود. برای بارهای بزرگ جزء واریانس بار می‌تواند صرف نظر شود. اما در بارهای کوچک امکان صرف نظر کردن از این جزء وجود ندارد، چرا که در بارهای کوچک دارای نقش قابل توجهی در ایجاد تلفات است.

در ادامه معرفی روش حاضر روابط تخمین تلفات در ترانسفورماتورها و خطوط توزیع ارائه شده است. بعلاوه روابط تخمین تلفات انرژی و متوسط جریان در هادی نوترال ارائه گردیده است. عمده روش‌های تخمین تلفات به بارهای بزرگ فیدرهای MV پرداخته‌اند و رهیافت‌های کمتری برای تخمین تلفات در شبکه‌های فشار ضعیف ارائه شده است. همچنین به جز روش‌های محاسبه تلفات مبتنی بر پخش بار که تلفات را در سیم نول محاسبه می‌کنند و البته بدلیل نبود اطلاعات دقیق و جامع، معمولاً نتایج مناسبی را هم ارائه نمی‌کنند، سایر روش‌های تعیین میزان تلفات در خصوص تلفات سیستم نوترال راه حل خاصی را ارائه نکرده‌اند. در روشی که ذیلاً ارائه خواهد شد، به این واقعیت توجه می‌شود که مشکل منحنی بار در بارهای کوچک و بزرگ یکسان نمی‌باشد. بنابراین اگر مبنای تعیین میزان تلفات انرژی، بدست

آوردن انتگرال توان دوم مقدار بار حقیقی قرار بگیرد در صورتیکه از یک منحنی بار روزانه (DLC) یا دومین گشتاور آماری¹ متناظر آن استفاده کند فاقد دقت لازم است.

این moment به دو جزء شکسته می شود یکی از آن ها ثابت و وابسته به مقدار بار می باشد در حالیکه دیگری متغیر و وابسته به واریانس بار می باشد. با این شرط تعیین دقیق انتگرال توان دوم منحنی بار برای هر مقدار باری فراهم می شود. در ادامه ارائه روش در خواهیم یافت که یکی از مزایای این روش، تعیین میزان تلفات انرژی و متوسط جریان هادی نوترال در بارهای متقارن ناشی از طبیعت تصادفی بار می باشد. همچنین ارائه فرمولی برای تعیین دقیق ضریب تلفات از دیگر موارد ارائه شده در این روش می باشد.

· تشریح روش

ü تعیین انتگرال توان دوم بار

ابتدا دو فرض را در نظر می گیریم. اولاً هر بار $P(t)$ یا اجزای آن می تواند به تعدادی پروفیل بار شناخته شده دسته بندی شود. هر پروفیل بار نماینده تعدادی از بارهای همسان و همگن است و فرض بر آن است که کل بار منطقه می تواند به تعدادی منطقه همسان و همگن تقسیم شود.

دومین فرض این است که اجزا بار در مقادیر t داده شده متغیرهای تصادفی غیر وابسته می باشند.

برای تعیین دقیق تلفات انرژی وابسته به بار برای هر جزء سیستم توزیع (مانند ترانسفورماتور، بخشی از شبکه توزیع فشار ضعیف، ...) در پریود زمانی T ، محاسبه رابطه انتگرالی زیر ضروری می باشد.

$$\int_0^T i^2(t) dt = \int_0^T \frac{1}{V^2(t)} [P^2(t) + Q^2(t)] dt \quad (32-3)$$

$$V(t): \text{ولتاژ} \quad (33-3)$$

$$P(t): \text{توان اکتیو} \quad (34-3)$$

$$Q(t): \text{توان راکتیو} \quad (35-3)$$

که مقادیر $P(t), p(t), Q(t)$ در نقاطی همسان در تجهیز (مانند نقاط ابتدایی یا انتهایی) اندازه گیری می شوند.

¹ Statistical moment

در اینجا ولتاژ در دوره زمانی ثابت فرض می‌شود. با توجه به مواردی که ذکر شد رابطه فوق ساده‌سازی شده و انتگرال توان دوم بار محاسبه می‌شود. در زیر این انتگرال برای جزء اکتیو محاسبه شده است.

$$E(P_{(t)}^2) = \overline{P_{(t)}}^2 + d_{(t)}^2 \quad (36-3)$$

$\overline{P_{(t)}}$ مقدار متوسط توان

$$d_{(t)}^2 = P_{(t)} \text{ واریانس}$$

برای دو بار $P_{N(t)}$ و $p_{n(t)}$ که به ترتیب از N و n مشترک حاصل شده‌اند، ($N > n$) و داریم: $\frac{\overline{P_{N(t)}}}{P_{n(t)}} = m$ ، می‌توان

نوشت:

$$I_N = \int_0^T E(P_{N(t)}^2) dt = \int_0^T \overline{P_{N(t)}}^2 dt + \int_0^T d_{N(t)}^2 dt \quad (37-3)$$

$$I_n = \int_0^T E(P_{n(t)}^2) dt = \frac{1}{m^2} \int_0^T \overline{P_{N(t)}}^2 dt + \frac{1}{m} \int_0^T d_{N(t)}^2 dt \quad (38-3)$$

اجزاء هر باری باید مستقل باشد اما ضروری نیست که $P_{N(t)}$ و $P_{n(t)}$ اینطور باشند به این معنا که مثلاً $P_{n(t)}$ می

تواند بخشی از $P_{N(t)}$ باشد. نسبت m می‌تواند متناسب با رابطه زیر و از نسبت انرژی‌ها بیان شود بطوریکه اگر:

$$E_N = \int_0^T P_{N(t)} dt, E_n = \int_0^T p_{n(t)} dt, \frac{E_N}{E_n} = m \quad (39-3)$$

نتیجه می‌گیریم که $\overline{P_{N(t)}}$ ، m برابر بزرگ‌تر از $\overline{P_{n(t)}}$ می‌باشد برای ساده نمودن مطلب روابط زیر بیان می‌شود.

$$\int_0^T \overline{P_{N(t)}} dt = I_1, \int_0^T d_{N(t)}^2 dt = I_2 \quad (40-3)$$

$$I_N = I_1 + I_2, I_n = \frac{I_1}{m^2} + \frac{I_2}{m} \quad (41-3)$$

با حل رابطه فوق خواهیم داشت:

$$I_1 = \frac{m^2}{m-1} \left(\frac{I_N}{m} - I_n \right), I_2 = \frac{m^2}{m-1} \left(I_n - \frac{I_N}{m^2} \right) \quad (42-3)$$

و با اشاره به روابط فوق خواهیم داشت که انتگرال توان دوم بار $p_i(t)$ از رابطه عمومی زیر حاصل می‌آید

$$I_i = \frac{I_1}{m_i^2} + \frac{I_2}{m_i} \quad (43-3)$$

و با توجه باینکه $m_i = \frac{EN}{E_i}$ و رابطه فوق به شکل رابطه زیر اصلاح می‌شود.

$$I_i = \frac{I_1}{EN^2} E_i^2 + \frac{I_2}{EN} E_i \quad (44-3)$$

یا

$$I_i = \frac{A}{T} E_i^2 + B E_i \quad (45-3)$$

یا

$$I_i = TP^2 A_{Vi} \left(A + \frac{B}{PA_{Vi}} \right) \quad (46-3)$$

که

$$pA_{Vi} = \frac{E_i}{T}, B = \frac{I_2}{EN}, A = \frac{(I_1.T)}{E^2 N} \quad (47-3)$$

و بخش داخل پرانتز را بصورت زیر می‌نویسیم.

$$L_{A_{Vi}} = A + \frac{B}{PA_{Vi}} \quad (48-3)$$

و $L_{A_{Vi}}$ را بعنوان متوسط ضریب توان در نظر می‌گیریم. با این توضیح که در بارهای بزرگ $L_{A_{Vi}}=A$ خواهد شد و

از جزء دوم رابطه فوق صرف‌نظر می‌شود و در بارهای کوچک B در رابطه ضریب توان تأثیر گذار خواهد بود.

• ضریب قدرت متغیر

اگر ضریب قدرت در یک رنج بزرگی تغییر کند DLCها برای بارهای اکتیو و راکتیو متفاوت خواهند بود و ضرایب

A_q, B_q برای اجزای راکتیو مشابه می‌بایستی مشابه روش اکتیو تعیین شوند، البته در صورتیکه pf ثابت باشد یا در یک

رنج کوچکی ($0.85 < pf < 0.95$) تغییر نماید، در آن حالت بدون آنکه خطای بزرگی داشته باشیم ضریب A برای حالت اکتیو و راکتیو مساوی بوده $Aq=Ap, Bq=Bp \tan \varphi$ داریم

$$\tan j = \frac{Eq}{Ep} \quad (49-3)$$

$$EP = \int_0^T P(t) dt, EQ = \int_0^T Q(t) dt \quad (50-3)$$

· تعیین میزان تلفات انرژی

$\vec{u}$ تلفات خطوط

با توجه به رابطه $LSF=(1-C)LF^2+C.LF$ رابطه EL_{Li} برای تخمین تلفات در بخش ام خط تکفاز به شرح زیر می باشد.

$$EL_{Li} = \frac{2T \cdot r \cdot Li \cdot P_{Avi}^2}{PF^2 \cdot V_i^2} \left(AP + \frac{BP}{P_{Avi}} \right) \quad (51-3)$$

مقاومت خط $r : \frac{n}{km}$

$$P_{Avi} = \frac{Ei}{T} \text{ (KW) تأمین متوسط بار}$$

$V_i : (KV)$ ولتاژ فاز حقیقی

$L_i : (km)$ طول تأمین بخش خط

برای تعیین میزان تلفات در خطوط سه فاز با هادی نوترال می توان از روابط زیر بهره برد. قابل مشاهده است که

ولتاژ فاز V_i به وسیله ولتاژ خط به خط V_{Li} ($V_i = V_{Li} / \sqrt{3}$) و متوسط بار فاز بوسیله بار متوسط سه فاز ($P_{Avi} = P_{AV3i}/3$) جایگزین شده است.

$$EL_{L3Oi} = \frac{3.T.r.Li.3.P_{AV3i}^2}{P_F^2 \cdot V_{Li}^2 \cdot 3^2} \left(A + \frac{3BP}{P_{AV3i}} \right) + Neutral \quad (52-3)$$

تلفات در خطوط سه فاز: EL_{L3Oi}

$$EL_{L3Oi} : \frac{3.T.r.Li.BP.P_{AVi}}{P_F^2.V_i^2} \quad (53-3)$$

تلفات در نوترال: EL_{L3Oi}

با تلفیق دو رابطه فوق نهایی، تلفات انرژی بدست خواهد آمد:

$$EL_{L3Oi} = \frac{3.T.r.Li.P_{AV3i}^2}{P_F^2.V_{Li}^2} \left(A + \frac{6.BP}{P_{AV3i}} \right) \quad (54-3)$$

اگر ما روابط (52-3) و (53-3) و (54-3) را ملاحظه نماییم درخواهیم یافت که متوسط ضریب تلفات وابسته به تعداد فاز سیستم از رابطه عمومی زیر پیروی می کند.

$$LAV_{phi} = A + \frac{F_{ph}.BP}{PAV_{phi}} \quad (55-3)$$

$F_{ph}=1,3,6$ برای $Ph=1,3,(3+0)$

بعبارت دیگر F_{ph} ذکر شده فوق برای سیستم‌های تکفاز و سه فاز یا سیستم سه فاز با هادی نوترال می‌باشد. همچنین می‌توان ضریب تلفات دقیق را مطابق رابطه زیر تعیین نمود.

$$LSF_{phi} = A.LF_{phi}^2 + B_P \cdot \frac{LF_{phi}.F_{ph}}{P_{phi}} \quad (56-3)$$

$$LF_{phi} = \frac{E_{phi}}{(T.P_{PHI})} \quad (57-3)$$

رابطه فوق رابطه ای بسیار تکامل یافته و مدرن محسوب شده و دستاورد بسیار بزرگی برای تخمین تلفات و ضریب تلفات در بارهای کوچک محسوب می‌شود. از رابطه فوق چنین استنتاج می‌شود که ضریب تلفات یک مقدار واحد و مشخص نیست و تغییر ضریب تلفات برای خطوط تکفاز، سه فاز با هادی نوترال برای بارهای کوچک بسیار بزرگ می‌باشد.

تلفات در ترانسفورماتور

رابطه تلفات برای تلفات انرژی وابسته به بار در ترانسفورماتورهای سه فاز EL_{T3} در پیوند زمانی T به شرح زیر می‌باشد.

$$EL_{T3} = \frac{LL.T}{P_F^2} \frac{VR}{V} \frac{P_{AV3}}{TR} \frac{A}{P_{AV3}} + \frac{3.BP}{P_{AV3}} \quad (58-3)$$

LL: تلفات بار بر بار نامی (KW)

VR: ولتاژ نامی (KV)

V_i : (KV) ولتاژ خط به خط حقیقی

TR: (KVA) بار نامی ترانسفورماتور

برای ترانسفورماتور تکفاز رابطه ساده تری حاصل خواهد شد.

$$EL_{\pi} = \frac{LL.T}{P_F^2} \left(\frac{VR}{V}\right)^2 \left(\frac{PAV}{TR}\right)^2 \left(AP + \frac{BP}{PAV}\right) \quad (59-3)$$

3-3-3 تخمین تلفات سیستم با بکارگیری معادل ضریب تلفات سیستم

[50-52]

در مقالات متعدد تاکنون روش‌های متفاوتی برای تعیین میزان تلفات ارائه شده است. در روشی که در ادامه معرفی خواهد شد می‌توان از اطلاعاتی که به سهولت در دسترس قرار دارد، تلفات سیستم را بصورت معادله درجه دوم تخمین زد. این نوع تقریب تلفات کاربرد گسترده‌ای در زمینه‌هایی مانند مطالعات اقتصادی و مخصوصاً آنالیز قیمت و نرخ دارد. روشی که معرفی و ارائه خواهد شد بسط و توسعه یک رابطه درجه دوم می‌باشد که برای تخمین تلفات سیستم بیان شده است و بر مبنای بار ساعتی، اطلاعات تلفات بی باری ترانسفورماتورها و در سطوح ولتاژ بالاتر از توزیع تلفات کرونا بنا شده است. بسیاری از روابط ارائه شده در این بخش بصورت تجربی (hureistic) بدست آمده‌اند، لذا در بسیاری از موارد نباید بدنبال اثبات ریاضی آن‌ها بود. از شاخصه‌های مهم روش ارائه شده در این مبحث، در دسترس بودن اطلاعات مورد نیاز در فرمول‌ها است که موجب سادگی و مقبولیت عمومی کاربرد معادلات تخمین تلفات می‌شود.

3-3-3-1 تعیین ضریب بار از اطلاعات بار ساعتی

چنانچه می دانید ضریب بار از رابطه زیر تعیین می شود.

$$LDF = \frac{P_{av}}{P_{max}} \quad (60-3)$$

حال اگر اطلاعات بار ساعتی بصورت پریونیت داده شود یعنی نسبت بار هر ساعت به بار ماکزیمم ارائه شود می توان رابطه (60-3) را بصورت رابطه (61-3) نوشت :

$$LDF = \frac{1}{8760} \sum_{i=1}^{8760} Li \quad (61-3)$$

معادل ضریب تلفات ساعتی می تواند از اطلاعات بار ساعتی که بصورت پریونیت داده شده (یعنی نسبت بار هر ساعت به بار ماکزیمم) بصورت معادله زیر تعیین شود. در این رابطه معادله بار پریونیت شده در طول پروسه تخمین، بصورت زیر به توان 2 می رسند :

$$EQF = \frac{1}{8760} \sum_{i=1}^{8760} Li^2 \quad (62-3)$$

بین روابط ارائه شده (61-3) و (62-3) معادله ای بصورت زیر برقرار است.

$$EQF = LDF^a \quad (63-3)$$

در مراجع تحقیق، مقدار a بصورت تقریبی معادل مقادیری مشابه $1/91$ ، $1/92$ ، $1/93$ بدست آمده است. همچنین بین EQF و LDF رابطه دیگری بصورت رابطه (64-3) وجود دارد که بیشتر از رابطه (62-3) مورد استقبال قرار گرفته است. دلیل اصلی کاربرد بیشتر رابطه (64-3) آسان تر بودن کاربرد آن نسبت به رابطه (62-3) می باشد.

$$EQF = XLDF + (1 - X) LDF^2 \quad (64-3)$$

مقدار X بسته به تفاوت های موجود مابین شرکت های توزیع، متغیر است. ولی مقداری معادل $0/08$ می تواند داشته باشد. البته لازم به توضیح است که در برخی از مطالعات انجام شده که مقدار X برابر با $0/08$ در نظر گرفته شده است،

شبکه مورد مطالعه بصورت یکپارچه و دارای سطوح ولتاژ بالاتر از توزیع (انتقال و فوق توزیع) بوده است. در سطوح ولتاژ توزیع مقدار X متفاوت خواهد بود که در انتهای بخش قبل از روش آماری تخمین زده شد.

3-3-2- رابطه تکامل و توسعه یافته تلفات سیستم

رابطه زیر حاصل تکامل و توسعه روابط ذکر شده فوق می‌باشد. در صورتیکه بار ساعتی، تلفات ترانسفورماتور و در سطوح ولتاژ بالاتر، تلفات کرونا مشخص باشد، می‌توان تلفات توان را بصورت ساعتی از رابطه زیر تخمین زد

$$SL_i = A_0 + A_2 Li^2 \quad (65-3)$$

تلفات سیستم در ساعت i : SL_i

مجموع بار مشترکین در ساعت i : Li

ضریب An :

که A_0 از تلفات بی باری ترانسفورماتور تعیین می‌شود و A_2 نمایانگر تلفات ناشی از توان دوم جریان می‌باشد. همچنین می‌توان گفت که A_0 معادل مقدار دیماند تلفات بی باری سیستم می‌باشد.

برای تخمین تلفات انرژی بصورت سالیانه با استفاده و توسعه رابطه (2-65) به رابطه (2-66) می‌رسیم

$$SL = \sum_{i=1}^{8760} SL_i = 8760A_0 + A_2 \sum_{i=1}^{8760} Li^2 \quad (66-3)$$

SL : تلفات کل سیستم

3-3-4- تخمین تلفات سیستم توزیع بوسیله محاسبات درصد بار [37]

با کمک روشی ساده می‌توان تلفات سیستم‌های توزیع را با تکنیک درصد بار محاسبه نمود. در این روش با روابط ساده و اطلاعات قابل دسترس می‌توان تلفات سیستم را تخمین زد. انرژی در بخش‌های مختلف شبکه توزیع مانند ترانسفورماتورهای پست‌های فوق توزیع، ترانسفورماتورهای توزیع، (بصورت تلفات بارداری و بی باری) خطوط فشارمتوسط و فشارضعیف تلف می‌شود. در روشی که برای تخمین تلفات سیستم توزیع ارائه می‌شود تعدادی از

فیدرهای توزیع بعنوان نمونه انتخاب شده و بطور دقیق و با جزئیات مدلسازی می‌شود و در روش درصد بار نمونه گیری اتفاقی بکاربرده می‌شود و شاخص درصد بار جایگزین پیک بار و متغیرهای مرتبط با روش مدلسازی می‌شود.

3-3-4-1- تشریح روش

$\bar{u}$ درصد بار

به شکل پایه ای درصد بار با بکارگیری رابطه زیر تعیین می‌شود.

$$\text{Percent Load} = \frac{\text{MWSales}}{\text{MVA}} \quad (67-3)$$

انرژی فروخته شده ای که از تجهیز شبکه توزیع عبور می‌کند = MW sales

ماکزیمم ظرفیت عبور جریان بر حسب MVA از همان تجهیز توزیع = MVA

از این رابطه پایه‌ای، فرمول‌های تعیین میزان تلفات برای پنج نوع تجهیز توزیع که در ادامه ذکر خواهد شد استفاده می‌شود. دو نوع تلفات مورد توجه شرکت‌های توزیع می‌باشد: تلفات انرژی و تلفات توان. تلفات انرژی مقداری است بر حسب MWH که بطور سالیانه تعیین شده و بدست می‌آید. تلفات دیماند تنها یکبار در سال رخ می‌دهد و زمان آن هنگامی است که شبکه پیک بار خود را تجربه می‌کند. مقدار MW که این بخش از تلفات بخود اختصاص می‌دهد تلفات دیماند نام دارد که از نوع تلفات توان می‌باشد.

روابط (68-3) و (69-3) از رابطه (67-3) نتیجه گرفته شده و روابط جدید درصد بار انرژی و دیماند بدست می‌آید.

$$\text{Percent Load energy (PLE)} = \frac{\text{MWh} / 8760}{\text{MVA}} \quad (68-3)$$

$$\text{Percent Load demand (PLD)} = \frac{\text{MW}}{\text{MVA}} \quad (69-3)$$

انرژی سالیانه ای که از یک نوع تجهیز توزیع عبور نموده است (MWh): MWh

پیک باری که از یک نوع تجهیز توزیع عبور نموده است (MW): MW

تعداد ساعت‌های یک سال : 8760

ظرفیت جریان عبوری یک نوع از تجهیزات توزیع (MVA): MVA

لازم به توضیح است که دقت سه متغیر مطرح شده در روابط (3-68) و (3-69) بسیار حائز اهمیت است، چرا که

کلیه محاسبات بر پایه درصد بار می‌باشد. رابطه عمومی تعیین میزان تلفات در هادی اعم از سیم‌پیچ ترانسفورماتور یا خطوط توزیع نیرو مطابق رابطه (3-70) است.

$$W = I^2 R / 1000 \quad (70-3)$$

W=energy lost(Kw)

I=current (A)

R= Resistance (Ohm)

حال اگر رابطه فوق را برحسب درصد بار بنویسیم معادله زیر بدست خواهد آمد.

$$W = (PL)^2 (LL) \quad (71-3)$$

PL : درصد بار از نوع انرژی یا از نوع دیماند :

LL : تلفات بر حسب کیلووات در ماکزیمم ظرفیت جریان عبوری :

W : KW تلفات برحسب کیلووات

ü برای تخمین مقادیر صحیح تلفات انرژی و دیماند باید برخی ضرایب تصحیح زیر را در رابطه (5-6) دخالت

داد ضرایبی که باید مورد استفاده قرار گیرد بشرح زیر می‌باشند.

ü Power factor (PF) : ضریب قدرت کمتر از 1 معمولاً باید از اندازه‌گیری تلفات لحاظ شود. ضریب قدرت

بسته به شرایط، نوع تجهیز و ... تغییر می‌کند.

ü ضریب تصحیح حرارت (TC): مقاومت هادی بدلیل شرایط محیطی یا ایجاد دما در اثر ماکزیمم عبور

جریان تغییر می‌کند. این ضریب می‌تواند بسته به تلفات انرژی، تلفات دیماند و نوع تجهیز تغییر نماید.

ü Squares Correction (SC): این ضریب بوسیله رابطه زیر تعیین می‌شود.

$$SC = \frac{\sum_{i=1}^{8760} \left(\frac{MWS}{MVA} \right)^2}{\sum_{i=1}^{8760} \left(\frac{MWS}{MVAS} \right)^2} \quad (72-3)$$

این فاکتور برای انواع مختلف تجهیزات متفاوت است ولی برای بکارگیری در روابط تلفات انرژی و توان یکسان می

باشد.

ü ضریب تصحیح پروفیل بار (LPC): این ضریب تنها در تعیین میزان تلفات انرژی کاربرد دارد و

تقریباً چیزی مشابه SC می‌باشد به جز اینکه برای پروفیل بار سالیانه محاسبه شده و می‌تواند بسته به نوع

تجهیز تغییر نماید.

تأثیر ضرایب تصحیح فوق به تلفات انرژی و تلفات دیماند در روابط (73-2) و (74-2) نشان داده شده است.

$$\text{Energy Loss (kwh)} = \frac{(PLE)^2}{(PF)^2} (TC) (SC + LPC - 1) (8760) (LL) \quad (73-3)$$

$$\text{Demand Loss (kw)} = \frac{(PLD)^2}{(PF)^2} (TC) (SC) (LL) \quad (74-3)$$

3-4-2- تخمین تلفات ترانسفورماتورهای پست‌های فوق توزیع

انرژی فروخته شده در سطوح فشار متوسط و فشار ضعیف از ترانسفورماتورهای موجود در پست‌های فوق توزیع

دریافت می‌شود. می‌توان از طریق اطلاعات فروش یا از طریق Load Research انرژی فروخته شده به مشترکین را

اندازه‌گیری نمود. همچنین آن بخش از انرژی که صرف تلفات می‌شود نیز از این ترانسفورماتورها تأمین می‌شود.

اگر در ابتدا تلفات در شبکه فشار ضعیف تعیین شده و تلفات در شبکه فشار متوسط نیز به آن اضافه شود تلفات کل

معلوم شده و می‌توان با اضافه کردن مقدار تلفات کل به مقدار فروش، مقدار MWh را که در رابطه شماره (68-3) بکار

می‌رود تعیین نمود. در رابطه شماره (69-3) دیماند درصد بار متغیر MW می‌بایست بمنظور انجام تخمین بدست آید.

این مقدار را می‌توان از اطلاعات Load Research بدست آورد. در روابط (68-3) و (69-3) مقدار MVA ترانسفورماتورها یکسان می‌باشد. در ادامه مثالی در مورد کاربرد روابط (68-3) و (69-3) ارائه شده است.

$$MWH = 19.290.000 \text{ Mwh Sales} + 576.000 \text{ Mwh Losses} = 19.857.000 \text{ Mwh}$$

$$MW = 3645 \text{ MW Sales} + 152 \text{ MW Losses} = 3797 \text{ MW}$$

$$MVA = 7772 \text{ MVA (Peak Rating)}$$

$$PLE = 29.17$$

$$PLD = 48.85$$

ضریب SC نیز از رابطه (72-3) بدست می‌آید (دوره زمانی یکسال در نظر گرفته شده است)

$$MWS = (\text{MW دیمانده ساعتی سیستم در ترانسفورماتورهای پست فوق توزیع})$$

$$MVAS = (\text{نامی ترانسفورماتورهای فوق توزیع})$$

$$\text{تعداد ساعت‌های یک سال} = 8760$$

رابطه تلفات بار پایه بر حسب MW و تلفات بار پیک بر حسب (KW) در معادله (75-3) آمده است.

$$LLP = \left(\frac{MVAP}{MVAB} \right)^2 LLB \quad (75-3)$$

ظرفیت پیک ترانسفورماتور (MVA) : $MvAP$

ظرفیت پایه ترانسفورماتور (MVA) : $MvAB$

تلفات بار پیک بر حسب (KW) : LLP

تلفات بار پایه بر حسب (KW) : LLB

در مثال زیر کاربرد روابط (72-3) و (73-3) در محاسبه تلفات انرژی و تلفات دیمانده نشان داده شده است.

$$PLE = 29.17$$

$$PLD = 48.85\%$$

$$LL = 49.25 \text{ MW}$$

$$PF = 0.89$$

$$TC = 1$$

$$SC = 1.3$$

$$LPC=1.046$$

با استفاده از رابطه (73-3)

$$EnergyLoss = \frac{(0/2917)^2}{(098)^2} (1)(1/3+1/04-1)(8760)(49/25) MW = 51.449 Mwh \quad (76-3)$$

با استفاده از رابطه (74-3)

$$Demand Loss = \frac{(0/4885)^2}{(098)^2} (1)(1/3+1/04-1)(8760)(49/25) MW = 15.9 Mwh \quad (77-3)$$

3-3-4-3- تخمین تلفات ترانسفورماتورهای توزیع

تلفات در ترانسفورماتورهای توزیع بطریق مشابه ترانسفورماتورهای فوق توزیع تخمین زده می‌شود. یکی از موارد تفاوت این است که از آنجایی که ترانسفورماتورهای توزیع معمولاً کوچک هستند، افزایش حرارت ناشی از بار و دمای محیط روی آن‌ها بیشتر اثرگذار است و از رابطه زیر تعیین می‌شود.

$$TC = \frac{230^\circ + TW}{230^\circ + 85^\circ} \quad (78-3)$$

دمای سیم پیچ : TW

$TW : Tr + Ta$ (°C)

افزایش دمای ناشی از بار : Tr

دمای محیط (°C) : Ta

مقدار ثابت : $230^\circ C$

دمای سیم پیچ در 100% ظرفیت : $85^\circ C$

3-3-4-4- تخمین تلفات در خطوط MV

بار خطوط MV متناسب با بار ترانسفورماتورهای توزیع می‌باشد. درصد بار ترانسفورماتورهای توزیع می‌تواند برای به‌دست‌آوردن متوسط جریان روی هر فاز برای محاسبه انرژی و دیماند بکار رود.

$$\text{Average Amperage Energy (AAE)} = \frac{\sum_1^N \left(\frac{\text{DKVA} \cdot \text{PLE}}{\text{KV} \cdot \text{PF}} \right)^2}{N} \quad (79-3)$$

$$\text{Average Amperage Demand (AAD)} = \frac{\sum_1^N \left(\frac{\text{DKVA} \cdot \text{PLD}}{\text{KV} \cdot \text{PF}} \right)^2}{N} \quad (80-3)$$

مقدار KVA ترانسفورماتورهای توزیع پایین دستی نقطه نمونه گیری: DKVA

ولتاژ خط به زمین در نقطه نمونه گیری (KV): KV

درصد بار ترانسفورماتورهای توزیع برای انرژی: PLE

درصد بار ترانسفورماتورهای توزیع برای دیماند: PLD

تعداد نقاط اندازه گیری: N

ضریب قدرت: PF

روابط زیر به منظور تخمین تلفات انرژی و دیماند هادی‌ها در سازه‌های مختلف می‌باشد.

$$\text{Energy Losses (wh)} = (\text{AAE})(\text{LPC})(R)(M)(8760) \quad (81-3)$$

$$\text{Demand Losses (w)} = (\text{AAD})(R)(M) \quad (82-3)$$

مقدار متوسط انرژی جریان (A^2): AAE

مقدار متوسط دیماند جریان (A^2): AAD

ضریب تصحیح پروفیل جریان برای هادی‌های فشار متوسط: LPC

مقدار مقاومت در درجه حرارت هادی (ohms/Mi): R

طول‌های بر حسب مایل (Mi): M

3-3-4-5- تخمین تلفات در خطوط توزیع فشار ضعیف

تخمین تلفات در خطوط فشار ضعیف می‌تواند به راه‌های مختلفی انجام شود. مثلاً می‌توان از مقدار متوسط بار که قبلاً برای ترانسفورماتورهای توزیع بکار رفته بود، برای تعیین متوسط بار خطوط توزیع فشار ضعیف (سرویس) استفاده کرد. این کار با بکارگیری روابط زیر انجام می‌شود.

$$\text{Energy Losses (wh)} = \left(\frac{(\text{TKVA})(\text{PLE})}{(\text{PM})(\text{CO})(\text{KV})(\text{PF})} \right)^2 (\text{SC} + \text{LPC} - 1)(\text{R})(\text{M})(8760) \quad (83-3)$$

$$\text{Demand Losses (wh)} = \left(\frac{(\text{TKVA})(\text{PLD})}{(\text{PM})(\text{CO})(\text{KV})(\text{PF})} \right)^2 (\text{SC})(\text{R})(\text{M}) \quad (84-3)$$

TKVA: ظرفیت ترانسفورماتور

PH: تعداد فازهای ترانسفورماتور

CO: تعداد هادی‌های هر فاز

KV: (KV) ولتاژ ثانویه ترانسفورماتور

PLE: درصد بار ترانسفورماتور توزیع برای انرژی

PLD: درصد بار ترانسفورماتور توزیع برای دیماند

PF: ضریب قدرت

SC: ضریب تصحیح توان

LPC: ضریب تصحیح پروفیل بار برای ثانویه

R: مقاومت

3-3-5- تخمین تلفات در شبکه‌های فاقد اطلاعات کامل و اولیه مختص کشورهای

در حال توسعه (top-down/bottom-up method) [54-55]

در این بخش به رهیافت (top/down-Bottom-up) برای تخمین تلفات در شبکه‌های توزیع پرداخته می‌شود. ارزیابی دقیق تلفات در سیستم‌های قدرت به لحاظ فنی - اقتصادی و ... از اهمیت بسیاری برخوردار است. به عنوان

مثال تلفات یکی از معیارهای بازدهی سیستم محسوب می‌شود. خصوصاً با توجه به بحث خصوصی سازی در صنعت توزیع این مساله بسیار بیش از گذشته حائز اهمیت شده است. در ادامه روشی ارائه می‌شود تا بتوان تلفات را در شبکه‌هایی که فاقد اطلاعات کافی به منظور مدلسازی است، با دقت زیادی تخمین زد. رهیافت مورد اشاره به نام (top/down-Bottom-up) شناخته شده و کاربرد آن با ذکر مثالی از کشورهای در حال توسعه ارائه شده است. بدیهی است که تلفات منجر به خسارت مالی به شرکت‌های توزیع می‌شود و به همین دلیل یکی از معیارهای بررسی جایگزین‌های مختلف طراحی و استراتژی‌های بهره برداری، تلفات می‌باشد.

تلفات کل سیستم حاصل تفاضل انرژی خریداری شده و انرژی فروخته شده است. همانطور که قبلاً اشاره شد، دو منبع موجب بروز تلفات در شبکه‌های نیرو رسانی هستند:

۱) تلفات فنی: از مواردی مثل گرم شدن هادی‌ها و سیم پیچ‌ها، جریان تحریک ترانسفورماتورها و... حاصل می‌آید.

۲) تلفات غیرفنی: از موارد مانند استفاده غیر مجاز از برق خطاهای محاسباتی و اندازه گیری کنتورها، نقص در سیستم خدمات مشترکین و محاسبات صورت حساب پدید می‌آید

وضعیت تلفات در بسیاری از کشورهای در حال توسعه دارای وضعیتی نابسامان می‌باشد به همین دلیل است که در بسیاری از این کشورها بخش خصوصی علاقه‌ای به حضور و مشارکت در صنعت توزیع ندارد. چرا که در بسیاری از موارد تلفات انرژی به حدود 30% الی 40% می‌رسد. علاوه بر آن شرکت‌های توزیع در این کشورها مشکلات زیادی هنگام وصول مطالبات خود دارند، بطوری که بیش از 50%-60% از مطالبات فروش انرژی را نمی‌توانند دریافت کنند.

جالب اینجاست که بخش بزرگی از تلفات انرژی در کشورهای در حال توسعه ناشی از تلفات غیرفنی می‌باشد. به همین دلیل تخمین تلفات غیرفنی از اهمیت بسیاری برخوردار است و واضح است که برای تعیین میزان تلفات غیرفنی باید تلفات فنی را تعیین نمود و آنرا از مقدار کل تلفات کم کرد. تعیین تلفات فنی از طرق مختلفی مثل روش اندازه گیری و محاسبه (شبیه سازی و محاسبه کامپیوتری) میسر می‌باشد. اما مشکل اصلی در این راه این است که

اطلاعات کافی و کامل مورد نیاز به منظور تعیین میزان تلفات فنی در بسیاری از کشورهای در حال توسعه قابل دسترسی نمی باشد

3-5-3-1- رهیافت حل مساله

تلفات کل سیستم متشکل از تلفات بخش انتقال و توزیع نیرو به شرح رابطه زیر می باشد.

$$\text{Total lossess} = \text{TLT} + \text{TLNT} + \text{DLT} + \text{DLNT} \quad (85-3)$$

تلفات فنی انتقال: TLT

تلفات غیرفنی انتقال: TLNT

تلفات فنی توزیع: DLT

تلفات غیرفنی توزیع: DLNT

3-5-3-2- تلفات در شبکه های انتقال

معمولاً تلفات غیرفنی در بخش انتقال ناشی از خطاهای لوازم اندازه گیری در مبادی ورودی و خروجی می باشد. با توجه به مطالب ذکر شده در بیشتر موارد از تلفات غیرفنی انتقال صرف نظر می کنند و رابطه فوق به صورت دقیقی محاسبه می شود.

$$\text{Total lossess} = \text{TLT} + \text{DLT} + \text{DLNT} \quad (86-3)$$

تلفات فنی در خطوط انتقال عموماً به وسیله نرم افزار و اطلاعات داده شده به طور دقیقی محاسبه می شود

3-5-3-3- تلفات در شبکه های توزیع

ü تلفات فنی: تلفات فنی در سیستم های توزیع شامل تلفات در ترانسفورماتورهای پست های (HV) به

(MV) ترانسفورماتورهای MV به LV خطاهای خطوط فشار ضعیف و تلفات در کنتورهای مشترکین می

باشد.

نرم افزارهای متعددی برای محاسبه تلفات در شبکه‌های توزیع وجود دارد که انواع پیش رفته آن دارای قابلیت شبیه سازی، آنالیز و بهینه سازی کارایی سیستم‌های توزیع می‌باشد. نرم افزارهای پیشرفته دارای قابلیت مدلسازی سیستم های متعادل و نامتعادل و سیستم‌های شعاعی و حلقوی را داراست. همچنین توانایی آنالیز و انجام محاسبات در شرایط سه فاز، تکفاز و دوفاز را دارا می‌باشد. همچنین تلفات بی باری ترانسفورماتورها بر اساس پارامترهای زیر تخمین زده می‌شود.

1. تعداد ترانسفورماتورهای موجود در هر یک از نواحی سیستم

2. مقدار متوسط کیلوولت آمپر که از اطلاعات در دسترس محاسبه می‌شود

3. همچنین مقدار تلفات در هسته ترانسفورماتورهای توزیع از مراجع مختلفی قابل استحصال می‌باشد.

۵ تلفات غیرفنی در شبکه‌های توزیع

عمدتاً تلفات غیرفنی در شبکه‌های توزیع ناشی از عوامل زیر می‌باشد:

1. وجود نقص در سیکل‌های تجاری. کنتورهای قرائت شده و قرائت اشتباه کنتورها

2. فقدان و نبود کنتورها

3. کنتورهای غیر دقیق

4. دستکاری کنتورها و By pass کنتورها

5. استراق برق و استفاده غیر قانونی برق

تلفات غیرفنی بیشتر در سطوح ولتاژ LV و در شبکه‌های فشار ضعیف رخ می‌دهد. همچنین در سطح شبکه فشار متوسط و مشترکین اولیه نیز وجود دارد که عمده این تلفات ناشی از عواملی مانند عدم دقت کنتورها، دستکاری کنتورها و همچنین دستکاری در ترانسفورماتورهای اندازه گیری (CT) حاصل می‌شود.

کل تلفات سیستم توزیع DL و تلفات فنی توزیع DLT شناخته شده هستند. تلفات غیرفنی (DLNT) به آسانی توسط رابطه زیر قابل محاسبه می‌باشد.

$$DLNT = DL - DLT \quad (87-3)$$

3-3-4-توصیف روش (top/down-Bottom-up)

رهیافت تخمین تلفات فنی در سیستم‌های توزیع به دو گروه زیر تقسیم می‌شود

ü TOP- down

ü Bottom- up

نتایج حاصل از روش‌های ذکر شده فوق می‌بایستی با یکدیگر تطبیق نمایند. در صورتیکه نتایج بدست آمده از دو روش فوق کمتر از 10% با یکدیگر تفاوت نمایند نتایج مورد تأیید می‌باشد. در ادامه روش‌های Top down و bottom up بررسی و ارائه می‌شود.

ü Top down

رهیافت Top-down مبتنی بر روش‌های دسته بندی و درون یابی و معمولاً شامل سه گام زیر می‌باشد:

گام 1- استخراج جزئیات

این گام شامل تعریف و ارزیابی متغیرهای توضیحی می‌باشد. منظور از متغیرهای توضیحی متغیرهایی است که شامل اطلاعات کافی برای بیان کارایی سیستم توزیع می‌باشد. به عنوان مثال: شاخص‌هایی مانند (کیلووات ساعت بر مشترک) و (تعداد مشترکین بر طول فیدر یک سیستم توزیع) متغیرهای توضیحی برای تلفات فنی توزیع می‌باشد که کیلووات ساعت بر مشترک بالاتر و تعداد مشترکین بر طول فیدر بیشتر نمایانگر تلفات کمتر می‌باشد.

گام 2- دسته بندی

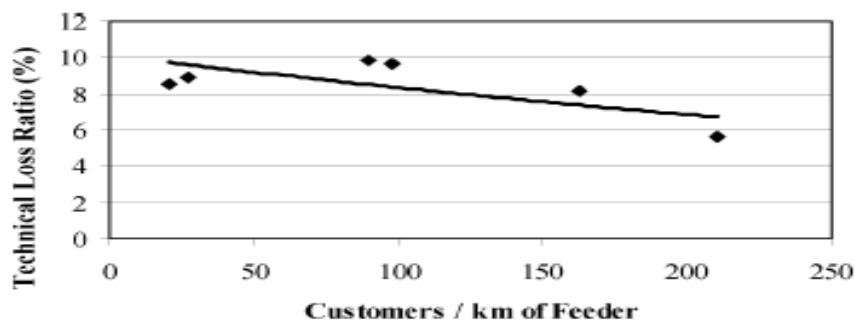
تعدادی از شبکه‌های توزیع نمونه انتخاب و تعیین می‌شوند و کلیه اجزاء و مشخصات آن‌ها برداشت می‌شود. سپس کلیه شبکه‌های توزیع باقی مانده بر اساس نزدیکی و مشابهت با شبکه‌های توزیع نمونه دسته‌بندی می‌شوند.

گام 3- تخمین تلفات

در این گام فرض می‌شود که تلفات در شبکه‌های توزیع مشابه، نظیر و مشابه یکدیگر می‌باشند. بنابراین می‌توان تلفات هریک از سیستم‌های توزیع را از مقدار تلفات سیستم توزیع مشابه آن تخمین زد. اما مشخص است که باید با دقت از روش Top down استفاده کرد.

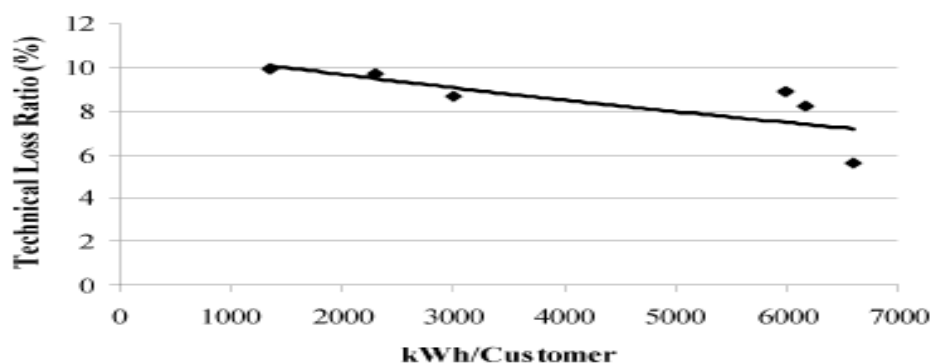
بدلیل اینکه نمی‌توان دو سیستم کاملاً مشابه را پیدا کرد، بنابراین هیچ تضمینی نیست که نتایج بدست آمده کاملاً درست باشد. با توجه به مطالب ذکر شده فوق مشخص است که روش Top down منجر به تخمین بسیار سریع با درجه عدم قطعیت بالایی می‌شود. بنابراین بکارگیری روش‌های فوق جهت مقاصد عملی نیازمند بازبینی بیشتری می‌باشد.

به عنوان مثال نمودار زیر نمایانگر ارتباط مابین تعداد مشترکین در واحد کیلومتر فیدر و نرخ تلفات فنی بر حسب درصد در یک شرکت توزیع می‌باشد. در شرایط ارائه شده به کارگیری روش Top-down بسیار ساده بوده چراکه تنها شامل ارزیابی یک متغیر می‌باشد. در این مثال این سیستم با 100 مشترک در کیلومتر فیدر می‌توان انتظار تلفات 8,5% را داشت.



شکل (3-8): نرخ تلفات فنی بر حسب تعداد مشترکین بر کیلومتر فیدر [44]

از طرفی در ازاء 200 و 50 مشترک در کیلومتر فیدر می‌توان انتظار میزان تلفات 7% و 9/5% را داشت حال اگر نمودار دیگری مانند نمودار زیر در اختیار باشد، می‌توان بررسی را بر حسب چند متغیر انجام داد.



شکل (3-9): نرخ تلفات فنی بر حسب کیلووات ساعت بر مشترک [44]

Bottom up ü

در رهیافت Bottom up و در معمول‌ترین روش آن نیاز به جزئیات کامل طراحی سیستم می‌باشد. نیازی به گفتن نیست که روش Bottom up نیازمند مقدار بیشتری اطلاعات و صرف زمان بیشتری نسبت به روش top down می‌باشد. در روش bottom up تلفات می‌تواند با نرم افزارهای ویژه ای محاسبه شود. بدیهی است که به منظور شبیه سازی کامپیوتری حجم وسیعی از اطلاعات مورد نیاز می‌باشد.

3-3-5-5-5-رهیافت مختلط (Hybrid Approach)

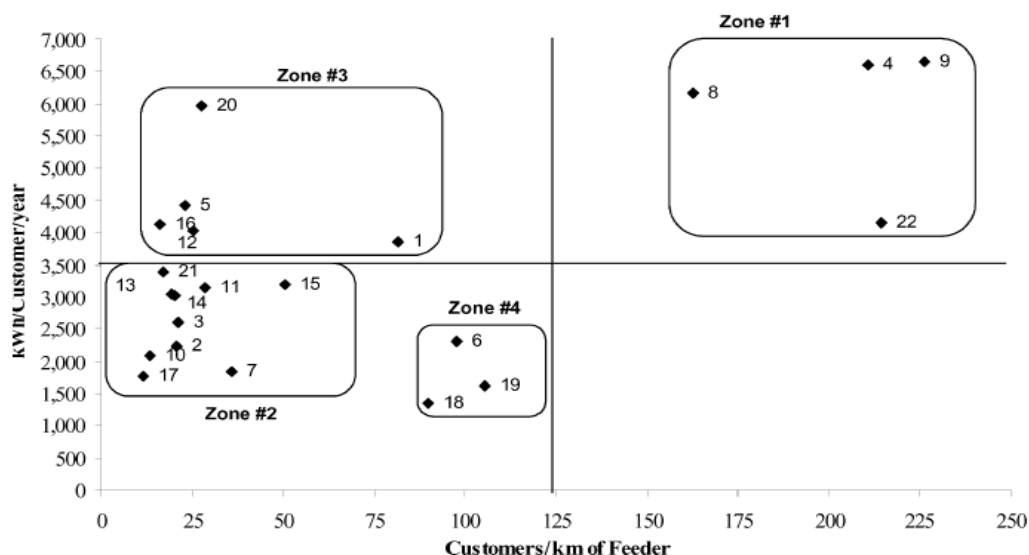
در این روش فرض بر این است که تنها بخشی از نواحی و اجزاء شبکه دارای اطلاعات کامل و کافی می‌باشند و کل سیستم فاقد اطلاعات کامل و کافی است به منظور تشخیص دقیق تلفات فنی در سیستم‌های با چنین اطلاعات غیر کافی، تلفات در آن بخش از شبکه که اطلاعات کافی وجود دارد محاسبه شده سپس تلفات فنی در کل سیستم با کمک روش‌های دسته بندی تخمین زده می‌شود. در واقع روش ذکر شده فوق تلفیقی از تکنیک‌های Top-down و Bottom-up می‌باشد. مزیت رهیافت هابیرید این است که نسبت به روش bottom up نیاز به زمان کمتری دارد و نقص آن این است که نیاز به اطلاعات جزئی تر و بیشتری نسبت به روش Top-down دارد همچنین دقت آن نسبت به روش bottom up نیز کمتر می‌باشد.

3-3-5-6-مثال و مطالعه موردی

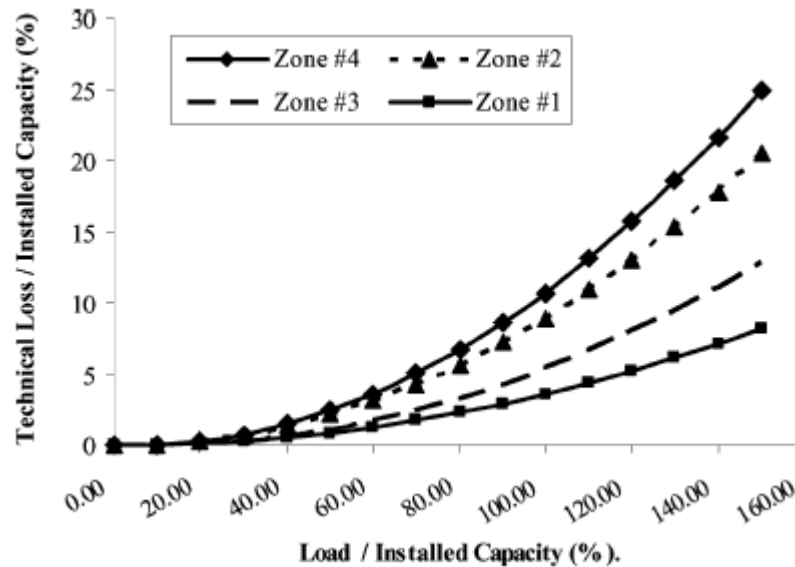
ذیلاً مطالعه موردی بررسی و ارزیابی تلفات با روش ذکر شده فوق که در یکی از کشورهای در حال توسعه انجام شده است ارائه می‌شود. این شرکت توزیع نزدیک به 500 هزار مشترک را تغذیه کرده و مصرفی در حدود 55KWh بازاء هر نفر در سال را دارا است. بدیهی است که پتانسیل رشد و توسعه مصرف انرژی در کشورهای جهان سوم قابل ملاحظه می‌باشد. پیک بار گزارش شده در حدود 500MW بوده و عموماً پیک بار ماکزیمم در ماه‌های مابین اکتبر و دسامبر رخ می‌دهد. عمده مصرف از نوع مسکونی بوده و پیک بار بین ساعت‌های 5 و 7 عصر رخ می‌دهد. تلفات انرژی

و هزینه‌های مرتبط با آن یکی از مشکلات جدی و اساسی در این شرکت توزیع محسوب می‌شود. مجموع تلفات فنی و غیرفنی در این شرکت حدود 28% انرژی تولیدی می‌باشد. در ادامه کاربرد رهیافت هایبرید برای تعیین میزان تلفات فنی ارائه خواهد شد. در این مطالعه موردی و خاص اطلاعات برخی از مناطق بطور کامل موجود بوده ولی برای کل سیستم اطلاعات کافی و دقیق نمی‌باشد.

در ابتدا روش Top-down استفاده شده و متغیرهای توضیحی برای تعیین میزان تلفات فنی شامل شدت مصرف (بر حسب کیلووات ساعت بر مشترک بر سال) و تراکم مشترکین (بر حسب تعداد مشترکین بر کیلومتر فیدر) فرض می‌شود و سپس روش‌های دسته بندی و طبقه بندی با توجه به متغیرهای توضیحی انجام می‌شود. به این معنا که فیدرهایی که مشابه فیدرهای نمونه می‌باشند (فیدر نمونه: آن دسته از فیدرها که اطلاعات کامل آن‌ها موجود است) شناسایی و در دسته‌های مشابه طبقه بندی می‌شوند. در این مثال چهار دسته و طبقه ارائه شده است. به طوریکه کلیه 24 نمونه مورد مطالعه در این چهار گروه تقسیم بندی می‌شود. سپس روش Bottom up انجام می‌شود. در این بخش تلفات فیدرهای نمونه بوسیله شبیه سازی کامپیوتری و پخش بار محاسبه می‌شود. اطلاعات کافی و لازم به منظور محاسبه پخش بار در این زمینه باید موجود باشد.



شکل (3-10): در مطالعه موردی در بررسی وضعیت فیدرها بر اساس مشابهت مابین آن‌ها به 4 دسته تقسیم شده‌اند



شکل (3-11): منحنی تابع تلفات در چهار زوم استخراج شده [44]

منحنی تابع تلفات به صورت تابع درجه دوم نمایش داده شده است. تابع تلفات که از فیدرهای نمونه استخراج شده است. سپس برای تخمین تلفات سایر فیدرهایی که فاقد اطلاعات کافی می‌باشند و بر اساس دسته بندی ذکر شده انجام می‌شود. واضح است که دقت تخمین تلفات تابعی از چندین پارامتر می‌باشد. ضریب بهره‌برداری فیدر، توپولوژی و توزیع بار فیدر از جمله پارامترهای دخیل می‌باشند.

3-3-6- تخمین تلفات شبکه توزیع (ترانسفورماتورها و فیدرهای فشار متوسط

توزیع) با بکارگیری تخمین بار پست‌های توزیع [56]

روش‌های مختلفی برای تعیین میزان تلفات توان و انرژی شبکه‌های برق‌رسانی ارائه شده است که در آن‌ها آگاهی از ضریب تلفات منطقه ضروری است. در روشی که ارائه خواهد شد تعیین میزان تلفات توان و انرژی در فیدرهای فشار متوسط و ترانسفورماتورهای توزیع با بکارگیری اطلاعات حاصل از تخمین بار پست‌های توزیع ارائه شده است و انواع پارامترهای مرتبط با تلفات شبکه فشار متوسط را می‌توان بدست آورد.

قطعاً تعیین میزان تلفات اولین و مهم‌ترین گام در ارزیابی آن به شمار می‌رود، چرا که بدون تعیین درست و دقیق میزان تلفات نمی‌توان انتظار داشت که دیگر مطالعات و برنامه‌ریزی‌ها همچون خازن‌گذاری، بازاریابی و که با هدف کاهش تلفات اهمی در ارتباط هستند پاسخی مناسب، دقیق و کاربردی بدست بدهد.

مقدار تلفات ناشی از مقاومت اهمی در شبکه‌های توزیع تابعی از مقاطع هادی‌ها و جریان عبوری از خطوط و ترانسفورماتورها است. اما در عمل جریان الکتریکی دائماً در حال تغییر می‌باشد که میزان تغییرات آن تابعی از ماهیت بار شبکه است. لذا تعیین میزان تلفات انرژی در یک دوره‌ی بلند مدت بسیار پیچیده می‌باشد و برای دستیابی به پاسخ مناسب می‌بایست تغییرات جریان بار در آن دوره مشخص و قابل دسترس باشد. اما با توجه به مشکلات موجود در شبکه‌های توزیع، اطلاعات مربوط به تغییرات بار در نقاط بار به دلیل فقدان سیستم اتوماسیون و عدم وجود تجهیزات اندازه‌گیری در دسترس نمی‌باشد.

3-6-1- تخمین و بازسازی بار پست‌های توزیع

آنچه از شبکه‌های توزیع در اختیار داریم بار ابتدای فیدر 20 کیلوولت و اطلاعات بارگیری پست‌ها است که اغلب سالی یکبار در تابستان انجام می‌شود. همچنین در برخی از پست‌ها امکان نصب ثبات وجود دارد که اطلاعات جامع‌تری را از منحنی بار پست‌ها فراهم می‌کند. بر این اساس، الگوهای نهایی تخمین بار پست‌های توزیع بصورت زیر می‌باشد.

ü با توجه به نوع بار و الگوی مصرف پست‌های توزیع منطقه به چند دسته تقسیم می‌شود.

ü از هر دسته چند پست را انتخاب کرده و در آن ثبات نصب می‌کنیم و منحنی‌های بار هر دسته را برای فصول پر بار و کم بار و روزهای تعطیل هفته بدست می‌آوریم.

ü اطلاعات نوع کاربری و بارگیری شامل بار اندازه‌گیری شده، تاریخ و ساعت اندازه‌گیری را برای کلیه پست‌ها ثبت می‌کنیم.

ü با توجه به اطلاعات مرحله 3 منحنی بار هر پست تنظیم می‌شود.

ü نام فیدر (F)، پست‌های فیدر، فصل و روز و ساعت (h) مورد نظر برای تخمین بار را دریافت کرده و بر

مبنای آن منحنی بار نمونه مناسب را برای هریک از پست‌های فیدر مربوطه تعیین می‌کنیم.

ü با توجه به مقدار بار ابتدای فیدر که در پست فوق توزیع موجود است و منحنی بار پست‌های تعیین شده در

مرحله قبل بار هریک از پست‌های توزیع در زمان مورد نظر از رابطه زیر تخمین شده می‌شود.

$$I_{Si,h} = I_{f,h} \left(\frac{I_{Si,h}^{Lc}}{\sum_{i=1}^{ns} I_{Si,h}^{Lc}} \right), i = 1, 2, 3, \dots, ns \quad (88-3)$$

$I_{Si,h}$ = جریان بار پست iام در ساعت h

$I_{F,h}$ = جریان بار ابتدای فیدر در ساعت h

$I_{Si,h}^{Lc}$ = جریان بار پست iام در ساعت h روی منحنی بار مورد نظر پست iام

ns = تعداد پست‌های موجود روی فیدر

حال مقدار جریان بار کلیه پست‌های موجود روی فیدر در ساعت مورد نظر معلوم است.

3-3-6-2- تخمین تلفات

با بکارگیری روش مطرح شده در قسمت قبل برای تخمین بار، اطلاعات تغییرات بار در پست‌های توزیع برای

تمامی ساعات سال (8760 ساعت) حاصل می‌شود. بنابراین با استفاده از اطلاعات بار ابتدای فیدر در هر ساعت بار

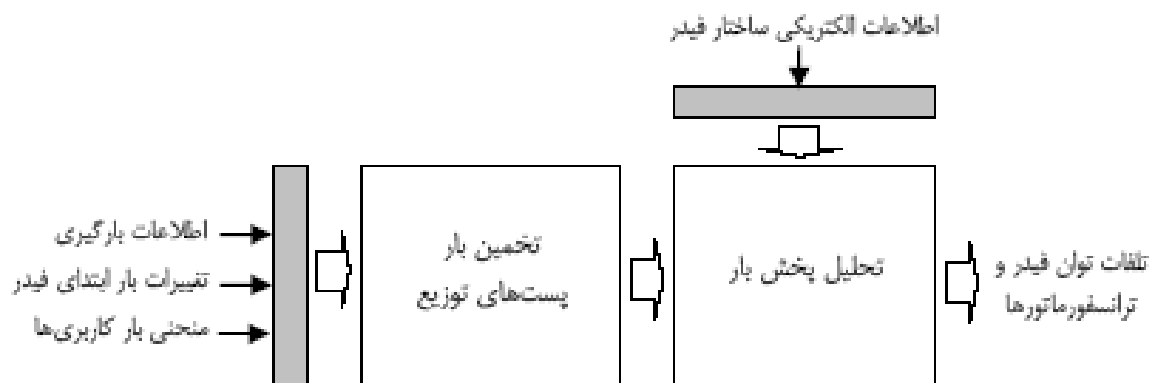
پست‌های توزیع در آن ساعت تخمین زده می‌شود و با اجرای نرم افزار پخش بار می‌توان میزان تلفات توان ناشی از

مقاومت اهمی در فیدرهای MV و ترانسفورماتورهای توزیع را در ساعت مورد نظر محاسبه نمود. با تکرار این فرآیند

برای تمامی ساعات سال و محاسبه تلفات توان در هر ساعت میزان و نحوه تغییرات تلفات در طول سال حاصل می

شود. با توجه به اینکه تلفات انرژی در واقع سطح زیر منحنی تغییرات تلفات توان است با استفاده از این نتایج به راحتی

می‌توان تلفات انرژی را در هر بازه از دوره مورد مطالعه بدست آورد.



شکل (3-12): الگوریتم پیشنهادی برای تلفات [56]

3-4- مجموعه روش‌های تئوری تعیین میزان تلفات مبتنی بر محاسبه

در این بخش به ارائه مجموعه راهکارهای تعیین تلفات شبکه مبتنی بر محاسبه پرداخته می‌شود. مطابق حوزه‌بندی ارائه شده در فصل اول تحقیق، روش محاسبه شامل مجموعه روش‌های مدل‌سازی و پخش بار گیری از شبکه است.

3-4-1- محاسبه و ارزیابی تلفات با بکارگیری سیستم‌های مانیتورینگ اتوماسیون

[57]

یکی از روش‌های اصلی محاسبه تلفات روش شبیه سازی کامپیوتری و مدل‌سازی می‌باشد. در این روش به کمک پخش بار و اطلاعات off-line تلفات (تلفات توان) در شبکه‌های توزیع محاسبه می‌شود. از اصلی‌ترین مشکلات موجود در این روش عمومی این است که تلفات در شرایط ماکزیمم بار محاسبه شده و با توجه به نبود اطلاعات لحظه ای امکان محاسبه تلفات بصورت لحظه ای (تلفات واقعی) وجود ندارد. اتصال اطلاعات online مانیتورینگ اتوماسیون به نرم افزارهای آنالیز کننده روش مناسب و نسبتاً جدیدی برای محاسبه online تلفات در شبکه توزیع می‌باشد. مبنای اصلی محاسبه به کمک مانیتورینگ اتوماسیون این است که اطلاعات online مانند (توان اکتیو و راکتیو - ولتاژ و جریان) از شبکه قرائت می‌شود و اطلاعات لازم برای محاسبه پخش بار توسط نرم افزار فراهم می‌آید. شکل (3-13) شماتیک ارتباطی بین سیستم‌های اتوماسیون و نرم‌افزار تحلیل گر را نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که سیستم جامع

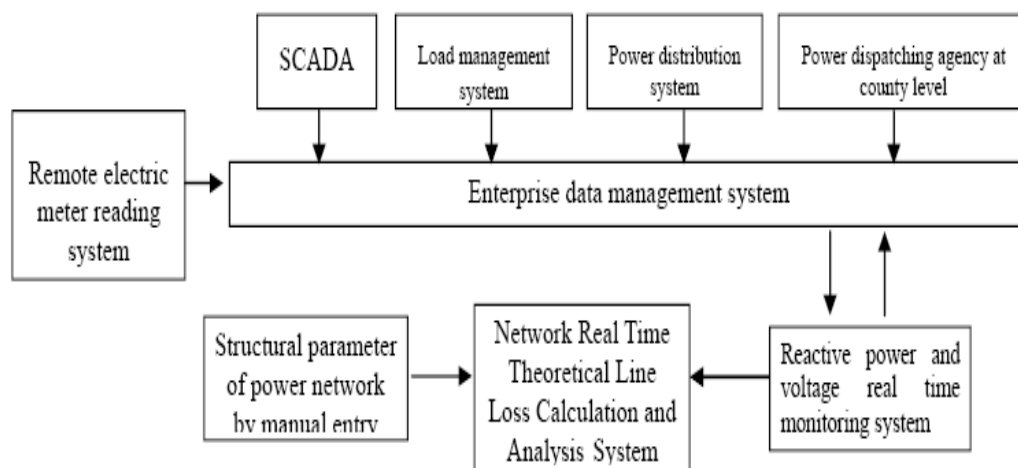
مدیریت داده، از طریق بستر SCADA، اطلاعات را از مراکز بار و توزیع، مراکز دیسپاچینگ و اندازه‌گیرهای از راه دور دریافت می‌کنند و همچنین تبادل دوطرفه اطلاعات با مراکز کنترل ولتاژ و توان راکتیو دارند. اطلاعات وضعیت شبکه از طریق مازول کنترل ولتاژ به همراه اطلاعات پارامترهای شبکه به مازول محاسبه تلفات هدایت می‌شود. این مازول می‌تواند شامل هر موتور تحلیل‌گری باشد.

هر چند که در تکنولوژی‌های موجود تفاوت‌هایی در ارزیابی تلفات با بکارگیری سیستم‌های مانیتورینگ اتوماسیون وجود دارد، اما تقریباً اکثریت قریب به اتفاق آن‌ها دارای خصوصیات مشترک زیر می‌باشند.

الف) دارای قابلیت محاسبه تلفات بصورت تئوری و با شکل همزمان و online هستند

ب) دارای قابلیت ثبت و ذخیره سازی اطلاعات تلفات توان در پریود زمانی دلخواه هستند

ج) امکان آنالیز و تحلیل تلفات و اجزاء آن و ارزیابی نقاط ضعف را دارند



شکل (3-13): شماتیک ارتباطی بین سیستم اتوماسیون و نرم افزار تحلیل گر [57]

3-4-2- محاسبه تلفات انرژی به روش مجموع انرژی در شبکه‌های توزیع شعاعی

[58]

در این مبحث، روشی برای محاسبه تلفات انرژی در شبکه‌های توزیع شعاعی ارائه خواهد شد. مبنای این روش بر اساس جانشانی آماری تأثیر منحنی‌های بار متفاوت شبکه روی پخش بار و روی مرتب سازی اجزاء شبکه می‌باشد.

همچنین در این مبحث بکارگیری ولتاژهای متفاوت ولی ثابت در هر گره پیشنهاد می‌شود. این روش جایگزین بکارگیری ولتاژ نامی و یکسان در همه گره‌ها شده است. فرآیند محاسباتی در این روش بسیار ساده بوده و شامل چهار گام می‌باشد: مرتب سازی المان‌ها، محاسبه گشتاور آماری دوم، محاسبه پخش بار به وسیله متوسط بار در گره، محاسبه تلفات انرژی در المان‌های شبکه. نتایج ارائه شده نمایانگر این خواهد بود که الگوریتم فوق نسبت به سایر روش‌ها که از ولتاژ ثابت و نامی استفاده می‌کنند، دارای مزیت‌های بیشتری است. از جمله دقت و سرعت محاسبات انرژی از جمله این مزایا می‌باشد.

محاسبه تلفات انرژی در شبکه‌ها نیازمند مقدار زیادی اطلاعات و زمان زیادی به منظور انجام محاسبات می‌باشد. در صورت افزایش سائز شبکه و افزایش ابعاد آن اطلاعات و زمان محاسبات به طرز چشم‌گیری افزایش می‌یابد. خصوصاً انجام این مسئله در مورد شبکه‌های توزیع که از چند ده گره تا چند صد گره را دارا می‌باشند صدق می‌کند. اگر هدف محاسبه دقیق تلفات انرژی باشد برای انجام محاسبات دقیق لازم است پروفیل ولتاژ دقیق در گره‌ها و پخش بار در اجزاء مختلف شبکه بدست آید. محاسبات پخش بار باید برای منحنی بارهای مختلف در شبکه بدست آید.

معمولاً پریود زمانی 24 ساعته با بازه‌های زمانی 15 دقیقه یا یکساعته در نظر گرفته می‌شود. بنابراین تا 96 محاسبه پخش بار برای محاسبه دقیق تلفات انرژی در طول یک‌روز مورد نیاز می‌باشد. دقت تلفات انرژی بدست آمده بسیار تحت تأثیر دقت اطلاعات ورودی می‌باشد.

اگر چه محاسبات ولتاژ گره برای شبکه‌های توزیع شعاعی می‌تواند بر اساس برخی روش‌های مؤثر پخش بار باشد که مختص شبکه‌های با ساختار شعاعی هستند، ولی با اینحال زمان مورد نیاز برای این محاسبات قابل ملاحظه می‌باشد. دلیل اینکه محاسبات پخش بار در حالت ماکزیمم بار انجام می‌شود همین مطلب زمانبر بودن محاسبات است. دقت تلفات انرژی بدست آمده از این تکنیک معمولاً محدود و وابسته به درجه تقریب تکنیک مورد استفاده و اطلاعات در دسترس می‌باشد.

به‌منظور دوری کردن از محاسبه ولتاژ گره‌ها برای هر دوره زمان interval در DLC ها فرض را بر آن قرار می‌دهیم که ولتاژهای گره معلوم و ثابت می‌باشند یا بعبارت دیگر ولتاژها در طول DLC ثابت می‌مانند. در ادامه در این مبحث روش ساده و مؤثر برای حل مسئله ذکر شده فوق ارائه می‌شود. سادگی و کارایی روش بوسیله کاربرد جانمایی آماری DLC ها و بهره برداری از ساختار شعاعی شبکه فراهم آمده است.

همچنین برای انجام کار به حجم مناسبی از اطلاعات ورودی و پیک بار و الگوی بار برای انواع مختلف مشترکین در شبکه نیاز است. لازم به توضیح است که با کاربرد ولتاژهای ثابت ولی متفاوت در گره‌ها به سطح بسیار مناسبی از

دقت نائل می‌شویم. در این مبحث از متغیرها و نوع خاصی از نمادها استفاده شده است که بدلیل پیچیدگی آن، در ابتدا هر یک از آن‌ها تعریف می‌شود و سپس روش ارائه خواهد شد.

طول دور زمانی منحنی بار: T

طول بازه زمانی برابر برای آنکه منحنی‌های بار ساخته شود: $D t$

$nt = T/Dt$ و تعداد بازه‌های زمانی: nt

تعداد انواع مشترکین در شبکه: n

نشانه‌های عمومی مورد استفاده در توصیف روش نیز به شرح زیر می‌باشند:

توان اکتیو و راکتیو: P, Q

توان اکتیو راکتیو بر حسب pu پیک توان اکتیو منحنی بار مشترکین: p, q

مقاومت و راکتانس المان‌ها: R, X

ولتاژ گره: V

انرژی: W

امپدانس المنت: Z

دومین moment آماری برای یک متغیر تصادفی: M_2

متغیرهای ویژه زیر که با نمادهای عمومی ترکیب شده‌اند به شرح زیر می‌باشد:

نمایانگر تلفات انرژی یا توان: D

نمایانگر مقدار ابتدایی یک المان: $//$

نمایانگر مقدار انتهایی یک المان: $/$

نمایانگر متغیری است که در یک المان قرار دارد: C

نمایانگر متغیری است که در یک گره قرار دارد: C

نمایانگر آن است که توان مربوط به ولتاژ $1PU$ می‌باشد: O

معرف پیک توان اکتیو و راکتیو در نقاط ویژه بار می‌باشد: max

معرف آن است که متغیر وابستگی خاصی به زمان دارد: K

نمایانگر آن است که متغیر وابسته به منحنی بار از نوع i یا از نوع j می‌باشد: $i \text{ and } j$

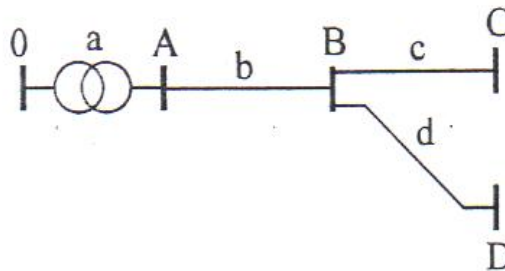
نمایانگر آن است که متغیر وابسته به توان اکتیو و راکتیو یا انرژی می باشد: p and Q

نمایانگر مقدار متوسط یک کمیت (مثلاً توان) می باشد -

نمایانگر یک کمیت مختلط می باشد: -

3-4-2-1-ارائه روشی

الگوریتم پیشنهادی با بکارگیری مثال شکل زیر که یک شبکه شعاعی است، توصیف شده است. تعداد ترانسفورماتورهای تغذیه کننده شبکه و تعداد فیدرها دلخواه می باشد و این مسئله هیچگونه محدودیتی برای الگوریتم ایجاد نمی کند. برای افزایش سرعت محاسبات از تکنیک Oriented ordering استفاده شده است که در [59] ارائه شده است.



شکل (3-14): یک شبکه شعاعی ساده [59]

برای شبکه فوق، فهرست المان های پیشنهادی و گره ها در جدول زیر نمایش داده شده است.

جدول (3-11): فهرست المان ها و گره ها [59]

Element	Sending end		Reciving end	
	node	nodeinder	node	nodeinder
A	O	0	A	1
B	A	1	B	2
C	B	2	C	3
D	B	2	D	4

محاسبه ولتاژ گره‌ها به وسیله پخش بار پیش‌رو-پس‌رو انجام شده است که در مرجع [59] ارائه شده است. در هر تکرار، روش شامل 2 گام می‌باشد: روش جاروب برگشت برای هر مجموع پخش بار المان‌ها و محاسبه تلفات المان‌ها و روش جاروب رفت برای محاسبه ولتاژ گره‌ها

در روش جاروب برگشت، برای هر المان اقدامات به شرح زیر انجام می‌شود:

1. توان در ب‌اس انتهایی محاسبه می‌شود.
 2. تلفات توان محاسبه شده و به توان در ب‌اس انتهایی اضافه می‌شود تا بتوان توان در ب‌اس ابتدایی را محاسبه نمود.
 3. توان در ب‌اس ابتدایی جایگزین توان در ب‌اس انتهایی المانی می‌شود که در لیست بوسیله اشاره‌گر مشخص شده است (مقصود حرکت مرحله به مرحله به سمت مبدأ است که در روش پخش بار جاروب برگشت مرسوم می‌باشد. در روش جاروب رفت ولتاژ گره در ب‌اس انتهایی یک المان بوسیله محاسبه افت ولتاژ ب‌اس ابتدایی آن المان محاسبه می‌شود. لازم به توضیح است که امپدانس کلیه خطوط و مسیرها کاملاً مشخص می‌باشد. (همه ادمیتانس‌های موازی می‌توانند بوسیله تزریق توان به گره‌های مرتبط حساب شوند).
- همچنین با فرض بالاتر بودن بارها و المان‌های شبکه از مدل تکفاز استفاده می‌شود. اگر در هر صورت این فرض درست نباشد، الگوریتم با حداقل تغییر می‌تواند برای محاسبه شبکه سه‌فاز نامتعادل استفاده شود و به طریقی مشابه تلفات در هر سه فاز شبکه محاسبه می‌شود.
- محاسبه تلفات انرژی نیازمند دانستن مقدار بار در هر گره می‌باشد. هر چند که دسترسی به این اطلاعات بسیار مشکل است. لذا مشترکین در شبکه به چندین دسته یا گروه طبقه‌بندی می‌شود. مشترکین مختلف ولی هم‌دسته و هم‌گروه الگوهای DLC مشابهی دارند. هر چند که دامنه و مقدار مصرف در آن‌ها متفاوت می‌باشد. این رهیافت به ما اجازه می‌دهد که DLC واقع در هر گره را به صورت مجموع DLC‌های مشترکین تصور کنیم. بنابراین برای تبیین و توصیف بار در هر نقطه بار یا گره، تنها اطلاعات مورد نیاز به صورت زیر می‌باشند.

الف: شناسایی اجزاء DLC‌ها

ب: مقدار پیک برای هر DLC

تعداد تیپ‌ها و انواع مختلف DLC مشترکین به صورت دلخواه می‌باشد (اما این تعداد باید خیلی کوچک‌تر از تعداد گره‌های شبکه باشد)

تیپ‌های مختلف و انواع مشترکین هیچگونه محدودیتی را به روش پیشنهادی اعمال نمی‌کند. برعکس وجود تعداد دلخواه تیپ‌های مختلف مشترکین در هر نقطه بار مجاز می‌باشد. فرض بر آن است که n تیپ مختلف از مشترکین در شبکه موجود می‌باشد و باز در هر نقطه بار می‌توان با مجموع n مؤلفه بار جایگزین شود. بعنوان مثال مجموع انرژی مصرفی در نقطه C می‌تواند به صورت زیر محاسبه شود.

$$\underline{w}_C = \sum_{i=1}^n (w_{C(i)}^P + j w_{C(i)}^Q) \quad (89-3)$$

DLC‌ها برای انواع مختلف مشترکین در دوره‌های Dt -interval بصورت $(p_o(i,k), q_o(i,k))$ ساخته و دیجیتالی می‌شود. علاوه بر آن، فرض می‌شود که DLC‌ها معلوم بوده و برای ولتاژ نامی 1 pu موجود می‌باشند. بعبارت دیگر آن‌ها نمایشگر دیماند یک مشترک ویژه در یک نقطه بار می‌باشند، بطوریکه ولتاژ در آن نقطه معادل ولتاژ نامی باشد.

مؤلفه‌های اکتیو و راکتیو در گره C برای DLC از نوع i در دوره‌های K -interval می‌تواند بصورت روابط زیر محاسبه شود.

$$P_{C(i,k)} = P_{o(i,k)} P_{C \max(i)} V_{C(k)}^S = P_{co(i,k)} V_{C(k)}^S \quad (90-3)$$

$$Q_{C(i,k)} = q_{o(i,k)} Q_{C \max(i)} V_{C(k)}^S = Q_{co(i,k)} V_{C(k)}^S \quad (91-3)$$

که S می‌تواند 0 و 1 و 2 برای حالت‌های بترتیب بار توان ثابت، جریان ثابت و امپدانس ثابت باشد. اگر روابط (3-90) و (2-91) در (2-89) جایگزین شود، رابطه (3-89) را می‌توان بصورت رابطه (3-92) نوشت.

توان در بآس انتهایی یک خط می‌تواند با جمع توان‌های بآس‌های ابتدایی متصل به آن بآس انتهایی بدست آید. البته در هر مثال ذکر شده چنین وضعیتی وجود ندارد و تنها یک المان به گره C متصل می‌باشد. بنابراین توان مختلط در بآس انتهایی خط C (برای k interval ام) معادل بار در گره C می‌باشد.

$$\underline{w}_C = \sum_{i=1}^n (w_{C(i)}^P + j w_{C(i)}^Q) = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^{n_t} Dt (P_{C(i,k)} + j Q_{C(i,k)}) = \quad (92-3)$$

$$\sum_{i=1}^n Dt \sum_{k=1}^{n_t} (P_{co(i,k)} + j Q_{co(i,k)})$$

$$P_{C(k)}'' + j Q_{C(k)}'' = \sum_{i=1}^n (P_{C(i,k)}'' + j Q_{C(i,k)}'') = \sum_{i=1}^n (P_{C(i,k)} + j Q_{C(i,k)}) \quad (93-3)$$

تلفات انرژی در خط C برای دوره زمان T می‌تواند بطور دقیق با بکارگیری رابطه (94-3) محاسبه شود.

$$DW_C = \sum_{k=1}^{nt} Dt (DP_{c(k)} + jDQ_{c(k)}) = \sum_{k=1}^{nt} \frac{Dt}{T} \frac{P_{c(k)}^2}{V_{c(k)}^2} + \sum_{k=1}^{nt} \frac{Q_{c(k)}^2}{V_{c(k)}^2} \frac{Dt}{T} \quad (94-3)$$

بدیهی است برای محاسبه دقیق تلفات انرژی و بکارگیری روابط 92-3 و 93-3 و 94-3 ولتاژ گره‌ها در هر دوره k interval می‌بایستی معلوم باشد که نیاز به اجرای محاسبات پخش بار برای هر k interval می‌باشد. به این دلیل، برای دوری از این پخش بار زمانبر و برای ساده‌سازی رویه‌ها، فرض خواهیم کرد که ولتاژهای گره در طول پریود زمانی T ثابت می‌باشند.

نکته اینجاست که ولتاژ ثابت است ولی در همه گره‌ها مساوی نیست. با توجه به موارد ذکر شده، رابطه (93-2) بصورت زیر توسعه می‌یابد.

$$\frac{W_C^P}{T} = \sum_{i=1}^n \frac{W_{c(i)}^P}{T} + j \sum_{i=1}^n \frac{W_{c(i)}^Q}{T} = \sum_{i=1}^n (\bar{P}_{c(i)} + j\bar{Q}_{c(i)}) = \sum_{i=1}^n V_C^S (\bar{P}_{c(i)} + j\bar{Q}_{c(i)}) \quad (95-3)$$

V_C^S فاکتوری است که می‌توان به کمک آن تغییرات دیماندر در اثر تغییر ولتاژ از مقدار 1 پریونیت را شبیه سازی کرد. متوسط توان در باس پایانی خط C با توجه به رابطه (94-3) مساوی مقدار زیر خواهد بود.

$$\bar{P}_c + j\bar{Q}_c = \sum_{i=1}^n (\bar{P}_{c(i)} + j\bar{Q}_{c(i)}) = \sum_{i=1}^n (\bar{P}_{c(i)} + j\bar{Q}_{c(i)}) \quad (96-3)$$

با توجه با مرجع [32] اگر دومین گشتاور آماری مورد استفاده قرار گیرد جانشانی های زیر می‌توانند لحاظ شوند.

$$\frac{1}{nt} \sum_{k=1}^{nt} P_{c(k)}^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n m_{2(i,j)}^P \bar{P}_{c(i)} \bar{P}_{c(j)} \quad (97-3)$$

$$\frac{1}{nt} \sum_{k=1}^{nt} Q_{c(k)}^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n m_{2(i,j)}^Q \bar{Q}_{c(i)} \bar{Q}_{c(j)} \quad (98-3)$$

و دومین گشتاور آماری از رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$m_{2(i,j)}^P = \frac{1}{nt} \sum_{k=1}^{nt} \frac{P_{o(i,k)} \cdot P_{o(j,k)}}{P_{o(i,k)} \cdot P_{o(j,k)}}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n \quad (99-3)$$

$$m_{2(i,j)}^Q = \frac{1}{nt} \sum_{k=1}^{nt} \frac{Q_{o(i,k)} \cdot Q_{o(j,k)}}{Q_{o(i,k)} \cdot Q_{o(j,k)}}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n \quad (100-3)$$

در صورتیکه $i=j$ باشد، دو رابطه فوق، دومین گشتاور آماری از متغیر تصادفی برای DLC از نوع i را محاسبه می‌کند. از طرف دیگر دومین گشتاور آماری مختلط¹ متغیرهای تصادفی برای DLC های از نوع j ، i محاسبه می‌شود. با جانشینی روابط (3-97) و (3-98) در رابطه (3-94)، معادلات زیر محاسبه شده و متوسط تلفات توان اکتیو و راکتیو در خط C محاسبه می‌شود.

$$\overline{DP_C} + j\overline{DQ_C} = \frac{Z_C}{V_C^2} \sum_{i=1}^n H_{c(i)}, \quad (101-3)$$

که $H_{c(i)}$ به شرح زیر می‌باشد.

$$H_{c(i)} = \sum_{i=1}^n \left(m_{2(i,j)}^p \overline{P_{c(i)}} \overline{P_{c(j)}} + m_{2(i,j)}^Q \overline{Q_{c(i)}} \overline{Q_{c(j)}} \right) \quad (102-3)$$

در واقع رابطه (3-101) اطلاعات الگوی "منحنی بار" را فراهم می‌کند. متوسط تلفات توان می‌تواند به n مؤلفه متفاوت بصورت رابطه ذیل تجزیه شود.

$$\overline{DP_C} + j\overline{DQ_C} = \sum_{i=1}^n \left(\overline{DP_{c(i)}} + j\overline{DQ_{c(i)}} \right) \quad (103-3)$$

از روابط (3-103) و (3-101) می‌توان رابطه (3-104) را نوشت که مولفه‌های متوسط تلفات توان اکتیو و راکتیو می‌تواند محاسبه شود. بعنوان مثال مؤلفه i بصورت زیر نوشت می‌شود.

$$\overline{DP_{c(i)}} + j\overline{DQ_{c(i)}} = \frac{Z_C}{V_C^2} \sum_{i=1}^n H_{c(i)}, \quad (104-3)$$

متوسط توان مختلط در ب‌أس ابتدایی از خط C بصورت ساده از رابطه (3-105) محاسبه می‌شود.

$$\overline{P_C} + j\overline{Q_C} = \overline{P_{c(i)}} + j\overline{Q_{c(i)}} + \overline{DP_C} + j\overline{DQ_C} \quad (105-3)$$

و مؤلفه‌های آن از رابطه (3-106) محاسبه می‌شود.

$$\overline{P_{c(i)}} + j\overline{Q_{c(i)}} = \overline{P_{c(i)}} + \overline{DP_{c(i)}} + j(\overline{Q_{c(i)}} + \overline{DQ_{c(i)}}) \quad (106-3)$$

بطور مشابه متوسط توان مختلط در ب‌أس ابتدایی خط d محاسبه می‌شود.

¹ Mixed moment

بنابراین پروسه با محاسبه متوسط توان مختلط در باس ابتدایی خط b ادامه می‌یابد. عبارت دیگر تلفات انرژی با بکارگیری روشی مشابه پروسه جاروب برگشت در آنالیز پخش بار در روش مجموع توان بدست می‌آید. تنها تفاوت آن بکارگیری متوسط توان مختلط بارها می‌باشد. دلیل نامگذاری این روش به عنوان مجموع انرژی، شباهت آن به روش مجموع توان می‌باشد.

3-5- بررسی روند ارائه معیارهای ارزیابی تلفات

با بررسی مکانیزم‌های مختلف ارزیابی تلفات در مقالات مختلف، عمده مطالعات صورت گرفته، به گام اول ارزیابی، شامل تعیین میزان تلفات ختم شد. تعیین میزان تلفات در شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی از تعریف اولیه آن آغاز شد و سپس روش‌های مختلف در سه حوزه اندازه‌گیری، محاسبه و تخمین و گاهی روش‌های تلفیقی، توسعه داده شده است. اینک بر اساس مقالات منتشر شده و بررسی شده در حوزه محاسبه تلفات، دسته‌بندی‌های متعددی را می‌توان برای روش‌های تعیین میزان تلفات ارائه نمود. از جمله این دسته‌بندی‌ها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد :

3-5-1- روش‌های مستقیم و غیرمستقیم

منظور از روش‌های مستقیم، استفاده از تکنیک‌هایی نظیر کنتورخوانی، بهره‌گیری از اطلاعات قبوض و بهره‌گیری از اطلاعات خرید و فروش انرژی در محاسبه تلفات شبکه است. در واقع در این روش‌ها، بر اساس داده‌های واقعی به دست آمده آر شبکه، به تعیین میزان تلفات پرداخته می‌شود. در مقابل این روش‌ها، مجموعه روش‌های متعددی نظیر بهره‌گیری از مدلسازی شبکه در نرم‌افزارهای مختلف، بهره‌گیری از روش‌های آماری، استفاده از تئوری‌های تخمین و ... ارائه شده است که تلفات را بعنوان یک شاخص مورد ارزیابی و محاسبه قرار می‌دهند.

3-5-2- روش‌های سنتی و مدرن

منظور از روش‌های مدرن، مجموعه روش‌هایی است که در آن‌ها، از فناوری‌های جدیدی نظیر اتوماسیون، شبکه‌های هوشمند و بسترهای مخابراتی برای تعیین میزان تلفات استفاده می‌شود. در این روش‌ها، می‌توان

تلفات را به ازای هر دوره زمانی مطلوب (برای مثال 15 دقیقه یکبار)، تعیین کرد و تنها محدودیت این روش، هزینه بالای اقتصادی ناشی از نصب و بکارگیری تجهیزات و کنتورهای هوشمند و مدرن در فیدرها و مبادی ورودی به هر تجهیز است. در مقابل این روش‌ها، روش‌هایی سنتی قرار می‌گیرد که در آن‌ها، فرض پایش پیوسته از مشترکین شبکه برداشته شده و برای بسیاری از داده‌های ناموجود، از تکنیک‌های آماری، تئوری‌های تخمین و یا داده‌های موجود در گذشته شبکه و یا از راهکارهای ابتکاری دیگر استفاده می‌شود.

3-5-3- روش‌های تخمین (گذشته‌نگری) و برآورد (آینده‌نگری)

در مطالعات صورت گرفته در حوزه تلفات انرژی الکتریکی، برخی از راهکارها بر اساس اطلاعات گذشته یا اصطلاحاً تاریخچه شبکه، رابطه یا الگوریتمی برای تعیین میزان تلفات ارائه می‌کنند. این روش‌ها که معمولاً تحت عنوان تخمین تلفات معرفی شدند، روش‌هایی هستند که مدتی بعد از اجرای شبکه می‌توانند برای محاسبه تلفات مورد استفاده قرار گیرند. در مقابل این روش‌ها، مجموعه تکنیک‌هایی ارائه شده است که با معرفی مجموعه متغیرهای شبکه توزیع مثل بار شبکه در قالب سری‌های زمانی و یا با استفاده از تکنیک‌های ابتکاری شبیه یافتن فیدرهای مشابه نوعی برای فیدر مورد مطالعه و بهره‌گیری و انتصاب نتایج حاصل از آن برای شبکه مورد مطالعه، تلفات آینده شبکه را برآورد می‌کنند. این روش‌ها معمولاً برای مطالعات برنامه‌ریزی در شبکه بکار گرفته می‌شوند.

3-5-4- روش‌های احتمالاتی و قطعی

با مرور مراجع تحقیق در حوزه ارزیابی و تعیین میزان تلفات انرژی الکتریکی، برخی از روش‌ها از تکنیک‌های آماری و احتمالاتی نظیر امید ریاضی، واریانس، کواریانس، رگرسیون و ... برای تعیین میزان تلفات در شبکه توزیع استفاده کرده‌اند. از این‌رو، نتایج حاصل از بکارگیری این روش‌ها بر اساس احتمالات مفروض است که می‌تواند دقت روش را تحت تأثیر قرار دهد. در مقابل، روش‌های قطعی معرفی شده است که انعطاف کمی در محاسبه تلفات داشته و نیازمند اطلاعات دقیق‌تری مثل منحنی بار و درصد بار و ... هستند.

3-5-5- روش‌های آفلاین و آنلاین

یکی از دسته‌بندی‌هایی که برای روش‌های تعیین میزان تلفات در شبکه توزیع در مراجع تحقیق قابل شناسایی بود، مزیت آنلاین بودن در برخی از این روش‌ها است. روش‌های آنلاین را می‌توان مجموعه روش‌هایی مثل روش‌های شبیه‌سازی و مدل‌سازی شبکه در نرم‌افزارهای پخش بار دانست که اطلاعات بار مصرفی در آن‌ها، به ازای گام‌های زمانی مطلوب (متناسب با دقت مورد نظر)، توسط داده‌های دریافتی از تجهیزات اتوماسیون و هوشمند، بروزرسانی می‌گردد. عبارت بهتر، در این روش‌ها، تلفات شبکه در هر لحظه از زمان، بر اساس داده‌ها و وضعیت شبکه در همان لحظه قابل دستیابی است.

3-5-6- روش‌های ابتکاری و غیرابتکاری

منظور از روش‌های ابتکاری، مجموعه راهکارهایی است که با حداقل اطلاعات از شبکه مورد مطالعه به تعیین میزان تلفات می‌پردازند. یکی از این راهکارها استفاده از تکنیک‌های پیش‌روپس‌رو در پخش بار شبکه است که شرط همگرایی و در نتیجه تعیین میزان تلفات در آن، کمتر شدن اختلاف واقعی و محاسبه شده از شاخصی مثل ولتاژ ب‌اس و یا جریان یک فیدر است. از جهت سیر پیشرفت علم و فناوری نیز می‌توان سه دسته‌بندی کلی برای روش‌های ارزیابی تلفات مطرح کرد و پیشرفت‌های حوزه علم و فناوری را در آن دسته‌ها رصد کرد. این سه دسته در ادامه بررسی می‌شود.

3-5-7- روش‌های توسعه نیافته، در حال توسعه و توسعه یافته

منظور از روش‌های توسعه نیافته، روش‌های سنتی است که در تعیین میزان تلفات مورد استفاده قرار می‌گیرد. برای مثال می‌توان به روش قرائت کنتورها و یا استفاده از اطلاعات موجود در قبض مشترکین اشاره کرد. روش‌های آماری و تخمین را نیز می‌توان از مجموعه روش‌های سنتی دانست که الگوریتم‌های آن، برگرفته از تکنیک‌های تخمین (مثل تخمین سری‌های زمانی) و تئوری‌های احتمالات (رگرسیون و ...) هستند.

روش‌های در حال توسعه را می‌توان روش‌هایی مبتنی بر تلفیق تکنیک‌های سنتی با توانایی تجهیزات اتوماسیون و کنتورهای هوشمند دانست. عبارت بهتر، محدودیت بسیاری از راهکارهای سنتی، عدم دسترسی به اطلاعات لحظه‌ای بار و منحنی بار مشترکین است و از این‌رو، در حضور این اطلاعات، می‌توان راهکارهای ابتکاری و دقیق‌تری را برای محاسبه تلفات ارائه کرد.

روش‌های توسعه یافته در تعیین میزان تلفات مبتنی بر توسعه نرم‌افزارهای دقیق برای مدلسازی اجزای شبکه و محاسبه تلفات است. همانطور که قبلاً اشاره شد، این روش‌ها، تلفات بار پیک را عرضه می‌کنند و از این‌رو، برای محاسبه تلفات لحظه‌ای، باید از روش‌های تخمین تلفات شامل اطلاعات ضریب بار و درصد تلفات استفاده کرد. اما با توجه به توسعه تجهیزات و سیستم‌های اتوماسیون، امروزه می‌توان از قابلیت این نرم‌افزارها که در کمال خود به‌سر می‌برند، برای محاسبه دقیق تلفات بهره برد.

3-6- جمع‌بندی و مقایسه روش‌های تئوری و عملی ارائه شده در ارزیابی تلفات

همانطور که در انتهای فصل دوم تحقیق عنوان گردید، سه روش عمده در تعیین میزان تلفات در شبکه‌های توزیع کشورهای مورد بررسی، شامل روش اندازه‌گیری، روش محاسبه و روش تخمین تلفات بود. مشاهده گردید که در کشورهای مورد بررسی در این گزارش، در حال حاضر کشور انگلیس یکی از بروزترین روش‌های اندازه‌گیری تلفات را دارد و می‌توان گفت که در مقایسه با روش‌های تئوری، از یکی از دقیق‌ترین روش‌ها بهره می‌برد. در این کشور به ازای هر 30 دقیقه، اطلاعات بار مشترکین بزرگ که دارای کنتورهای هوشمند و اتوماسیون هستند، جمع‌آوری شده و اطلاعات بار مشترکین خانگی کوچک نیز بر اساس داده‌های قبلی شبکه و بادر نظرگیری عواملی مثل دما، روز سال و ...، تقریب زده می‌شود و با تفاضل این مقدار از انرژی ورودی به شبکه که از کنتورهای پست و یا از اطلاعات انرژی خریداری شده از خرده فروشان در هر لحظه قابل دستیابی است، تلفات اندازه‌گیری می‌شود. البته در این کشور، آمار تلفات اعلامی به رگولاتور سالانه و بر اساس اختلاف توان خریداری شده و توان مصرفی کل، بعد از اجرای شبکه بدست می‌آید. کشورهای حوزه اروپای شمالی (نوردیک) نیز با بهره‌گیری از تجهیزات اتوماسیون، قادر به اندازه‌گیری

تلفات شبکه در بازه‌های 1 ساعته هستند و از این‌رو، فناوری تعیین میزان تلفات در این کشورها نیز بروز می‌باشد. در روش ارائه شده در ایالت نیویورک آمریکا، از قابلیت نرم‌افزارهای پیشرفته برای محاسبه و تخمین تلفات (مدلسازی شبکه و محاسبه درصد بار و تلفات برای تبدیل تلفات بار پیک به تلفات ساعتی) استفاده شده است که این روش، یکی از روش‌های معرفی شده در مراجع و ادبیات تحقیق است و از این‌رو، هرچند دقت استفاده از روش‌های اتوماسیون را ندارد، اما در صورت تخمین مناسب ضریب تلفات، می‌تواند از دقت قابل قبولی برخوردار باشد. در مقابل، در کشورهای آسیایی مورد مطالعه شامل ترکیه و هند، به ترتیب روش اندازه‌گیری و روش تخمین (بهره‌گیری از ضریب تلفات و ضریب بار) ملاک تعیین میزان تلفات است.

در کل، در مقایسه راهکارهای تئوری و عملی، می‌توان میزان نیاز به اطلاعات شبکه، میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای اجرای روش و دقت روش در قیاس با پیچیدگی روابط را مورد بررسی قرار داد. جدول زیر، به‌خوبی این مقایسه را بین راهکارهای مختلف تئوری و عملی نشان داده است.

جدول (3-12): مقایسه روش‌های تئوری و عملی

راهکارهای تئوری		روش اندازه‌گیری	روش محاسبه	روش تخمین (درصد بار)
	آماري (تخمین)	1- روش آماری به اطلاعات کمتری از شبکه نیاز دارد. 2- اجرای روش آماری هزینه‌ای ندارد 3- دقت روش تفاضل توان بالاتر است. 4- پیچیدگی روش تفاضل توان کمتر است.	1- روش آماری به اطلاعات کمتری از شبکه نیاز دارد. 2- اجرای هر دو روش هزینه اقتصادی چندانی ندارد 3- دقت روش پخش بار بالاتر است. 4- پیچیدگی روش آماری کمتر است.	1- اطلاعات مورد نیاز در هر دو روش یکسان است. 2- اجرای هر دو روش هزینه‌ای ندارد 3- دقت دو روش بستگی به نحوه اجرای آن‌ها دارد. 4- پیچیدگی روش ضریب بار و تلفات کمتر است.
راهکارهای تئوری		روش اندازه‌گیری	روش محاسبه	روش تخمین (درصد بار)
	درصد بار (تخمین)	1- روش تجربی به اطلاعات اندکی از شبکه نیازمند است. 2- دقت هر دو روش مطلوب است. 3- روابط در هر دو روش ساده است. 4- اجرای روش تجربی هزینه اقتصادی چندانی ندارد.	1- روش تجربی به اطلاعات اندکی از شبکه نیازمند است. 2- دقت روش پخش بار بالاتر است. 3- روابط در روش تجربی ساده‌تر است. 4- اجرای هر دو روش هزینه اقتصادی چندانی ندارد.	1- هر دو روش به اطلاعات اندکی از شبکه نیازمند هستند. 2- دقت هر دو روش مطلوب است. 3- روابط در هر دو روش ساده و تخمینا یکسان است. 4- اجرای هر دو روش هزینه اقتصادی چندانی ندارد.

پیش‌رو-پس‌رو (تخمین)	1- روش ابتکاری به اطلاعات اندکی از شبکه نیازمند است. 2- دقت هر دو روش قابل قبول است. 3- حجم و پیچیدگی محاسبات در روش تفاضل توان بسیار کمتر است. 4- اجرای روش ابتکاری هزینه‌ای در بر ندارد.	1- روش ابتکاری به اطلاعات اندکی از شبکه نیازمند است. 2- دقت روش پخش بار بالاتر است. 3- حجم و پیچیدگی محاسبات در هر دو روش تخمینا یکسان است. 4- اجرای هر دو روش هزینه‌ای در بر ندارد.	1- هر دو روش به اطلاعات اندکی از شبکه نیازمند هستند. 2- دقت هر دو روش قابل قبول است. 3- حجم و پیچیدگی محاسبات در روش ضریب بار و تلفات بسیار کمتر است. 4- اجرای هر دو روش هزینه چندان در بر ندارد.
سیستم مانیتورینگ (محاسبه)	1- میزان اطلاعات مورد نیاز، هر دو روش یکسان است. 2- هر دو روش هزینه‌ور هستند. 3- دقت روش مانیتورینگ بالاتر است و در زمان بسیار کمتری به نتیجه می‌رسد.	1- میزان اطلاعات مورد نیاز در روش مانیتورینگ کمتر است. 2- دقت روش مانیتورینگ بالاتر است. 3- هزینه اجرای روش پخش بار بسیار کمتر است.	1- میزان اطلاعات مورد نیاز در روش مانیتورینگ کمتر است. 2- دقت روش مانیتورینگ بالاتر است. 3- هزینه اجرای روش ضریب بار و تلفات بسیار کمتر است.
ضریب تلفات (تخمین)	1- روش تخمین تلفات به اطلاعات کمتری از شبکه نیاز دارد. 2- اجرای روش تخمین تلفات هزینه‌ای در بر ندارد. 3- پیچیدگی روش تفاضل توان کمتر است. 4- دقت هر دو روش قابل قبول است.	1- روش تخمین تلفات به اطلاعات کمتری از شبکه نیاز دارد. 2- هزینه اجرای هر دو روش ناچیز است. 3- پیچیدگی روش تخمین تلفات کمتر است. 4- دقت روش پخش بار بیشتر است.	1- اطلاعات مورد نیاز در هر دو روش یکسان و ناچیز است. 2- هزینه اجرای هر دو روش ناچیز است. 3- پیچیدگی هر دو روش یکسان است. 4- دقت هر دو روش قابل قبول است.
روش تعادل انرژی (محاسبه)	1- روش تفاضل توان به اطلاعات کمتری از شبکه نیاز دارد. 2- دقت هر دو روش قابل قبول است. 3- روش تفاضل توان از پیچیدگی کمتری برخوردار است. 4- هزینه اجرای روش تعادل انرژی کمتر است.	1- هر دو روش به اطلاعات نسبتاً زیادی از شبکه نیاز دارند. 2- دقت روش پخش بار بالاتر است. 3- پیچیدگی روابط در هر دو روش تخمینا یکسان است. 4- هزینه اجرای روش پخش بار کمتر است.	1- روش ضریب بار و تلفات به اطلاعات کمتری نیاز دارد. 2- دقت هر دو روش قابل قبول است. 3- پیچیدگی روابط در روش ضریب بار و تلفات کمتر است. 4- هزینه اجرای هر دو روش یکسان است.
تخمین بار پست	1- روش تخمین بار پست نیاز به اطلاعات کمی از شبکه دارد. 2- دقت هر دو روش قابل قبول است. 3- پیچیدگی روابط در روش تفاضل توان کمتر است.	1- روش تخمین بار پست نیاز به اطلاعات کمی از شبکه دارد. 2- دقت روش پخش بار بیشتر است. 3- پیچیدگی روابط در روش تخمین بار پست کمتر است.	1- هر دو روش به اطلاعات کمی از شبکه نیاز دارند. 2- دقت هر دو روش قابل قبول است. 3- پیچیدگی روابط در هر دو روش یکسان است.

فصل چهارم

زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی معیارها و روش‌های ارائه شده در ارزیابی تلفات

مقدمه

تا کنون به معرفی مجموعه راهکارهای تئوری و عملی موجود در زمینه ارزیابی تلفات در شبکه‌های توزیع برق در کشورهای مختلف پرداخته شد. در این فصل به معرفی زیرساخت‌های مورد نیاز در پیاده‌سازی راهکارهای تئوری پرداخته می‌شود. منظور از زیرساخت‌ها، مجموعه تسهیلات سخت‌افزاری مورد نیاز برای اجرای هر راهکار است. با توجه به اینکه عمده فرایند ارزیابی تلفات به مرحله تعیین میزان تلفات از سه طریق کلی اندازه‌گیری، محاسبه و تخمین تلفات محدود می‌شود، از این‌رو محوریت این فصل و فصل بعد، ارائه زیرساخت‌ها و محدودیت‌های اجرای روش‌های مختلف تعیین میزان تلفات است.

4-1- زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی راهکار کنتورخوانی

راهکار کلاسیک مطرح شده، شامل اندازه‌گیری تلفات با رهیافت کنتورخوانی است. برای پیاده‌سازی این راهکار، در وهله اول باید تجهیزات اندازه‌گیری با دقت مناسب و به تعداد مکفی، در مبادی ورودی و خروجی هر فیدر نصب گردد. همچنین باید زیرساخت‌های مناسب جهت خواندن کنتورها فراهم شود. طبیعی است که با نصب کنتورهای هوشمند، می‌توان اطلاعات را در بسترهای مخابراتی به مراکز جمع‌آوری داده منتقل کرد. هرچند نصب تجهیزات اتوماسیون و بسترهای مخابراتی بسیار هزینه‌ور بوده و نیازمند صرف زمان و هزینه زیاد برای طراحی و اجرای طرح است. همچنین باید سازمانی برای پایش داده‌ها تشکیل گردد تا در وهله اول، در ذیل ساختار نظارتی، صحت داده‌های جمع‌آوری شده بررسی شده و نظام پایش تلفات با سیستم کنتورخوانی دقت خود را حفظ کند و در وهله دوم، گزارشات مدون و دوره‌ای با فرمت‌های استاندارد تنظیم شده و به اطلاع بهره‌برداران شبکه و سایر ذینفعان و مسئولین شبکه رسانده شود.

4-2- زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی راهکار پخش بار

یکی از دقیق‌ترین و علمی‌ترین روش‌های محاسبه تلفات در شبکه‌های توزیع، بهره‌گیری از نرم‌افزارهای مناسب پخش بار است. از جمله نرم‌افزارهای مورد استفاده برای اجرای پخش بار شامل دیگسایلنت، DEW، windmil، PVL، PCA

و ... است. پیاده‌سازی این طرح مستلزم طراحی نرم‌افزار بهینه و مناسب برای شبکه توزیع تحت بهره‌برداری و یا استفاده از نسخه‌های بروز نرم‌افزارهای تجاری در این حوزه است. وجود افراد مجرب و متخصص در حوزه مدلسازی شبکه در نرم‌افزار، تحلیل شبکه و همچنین تفسیر اطلاعات خروجی در نرم‌افزار نیز یکی دیگر از لوازم اجرایی شدن این طرح است.

4-3- زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی روش‌های آماری

برای پیاده‌سازی این روش، زیرساخت خاصی مورد نیاز نیست. تنها باید منحنی بار روزانه برای همه مشترکین در دسترس باشد که چنین اطلاعاتی به‌سختی در دسترس است. با در دسترس بودن این اطلاعات و با توسعه روابط و معادلات آماری شامل میانگین بار و میانگین مجذور بار، می‌توان به روابط مشخصی در حوزه محاسبه تلفات شبکه رسید.

4-4- زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی معادلات تخمین تلفات با بکارگیری معادل ضریب تلفات سیستم

همانطور که قبلاً اشاره شد، این روش کاملاً تجربی بوده و برای اجرای این روش، باید بتوان بر اساس تجربه، رابطه‌ای بین بار ساعتی و ضریب تلفات بدست آورد. زیرساخت مورد نیاز برای اجرای این روش به صورت آنلاین، تجهیزات اتوماسیون و کنتورهای مدرن است تا بتوان به کمک آن‌ها، اطلاعات بار ساعتی و در نتیجه، ضریب بار و به کمک رابطه تجربی، ضریب تلفات را محاسبه کرد. همچنین وجود افراد خبره برای بروزرسانی رابطه تجربی می‌تواند در افزایش دقت محاسبات حائز اهمیت باشد.

4-5- زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی روش محاسبه درصد بار

برای محاسبه تلفات به این روش، باید اطلاعات توان عبوری و توان نامی هر جز در شبکه توزیع در دسترس باشد. از این رو یا باید هر تجهیز شبکه توسط تجهیزات اتوماسیون مورد پایش قرار گیرد و اطلاعات لحظه‌ای آن در دسترس باشد و یا اینکه باید با نمونه‌گیری‌های تصادفی از هر جز شبکه و محاسبه درصد بار آن، تلفات را برای سایر تجهیزات

مشابه تخمین زد. زیرساخت مورد نیاز دیگر، وجود ابزار پخش بار و یا در دسترس بودن تلفات هر تجهیز در بار نامی است.

4-6- زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی روش تخمین تلفات در شبکه فاقد اطلاعات

همانطور که اشاره شد، این روش یکی از راهکارهای ابتکاری در محاسبه تلفات است. زیرساخت‌های لازم برای اجرای این طرح، وجود نرم‌افزارها دقیق برای پخش بار و دسترس‌پذیری به اطلاعات شبکه‌های نمونه برای یافتن تشابهات با شبکه توزیع مورد مطالعه است. از این‌رو، اجرای این روش نیازمند اطلاعات و تجربه کافی است. همچنین لازم است تا اطلاعات توصیفی از شبکه توزیع مثل تعداد مشترک به ازای هر متر از فیدر و یا بار پیک و ... مشخص باشد. اجرای این روش در کشورهای توسعه نیافته که اطلاعات چندانی از شبکه آن‌ها در دسترس نیست توصیه می‌شود.

4-7- زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی راهکار مانیتورینگ و اتوماسیون

پرواضح است که زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی این روش، وجود تجهیزات و ادوات اتوماسیون و مانیتورینگ است. حضور بسترهای مخابراتی امن با پهنای باند بالا و سریع، یکی دیگر از زیرساخت‌های مورد نیاز در پیاده‌سازی این روش است. وجود استانداردها و پروتکل‌های ارتباطی مشخص برای رد و بدل اطلاعات را نیز می‌توان از زیرساخت‌های موجود در پیاده‌سازی طرح دانست.

4-8- زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی روش تخمین بار پست‌های توزیع

زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی این روش، وجود پست‌های مشابه مختلف با شبکه توزیع از جهت نوع بار، دسته‌بندی پست‌های مشابه و نصب ثبات در یک پست از هر مجموعه پست مشابه و بدست آوردن منحنی بار برای

پست‌های مختلف شبکه است. همچنین وجود نرم‌افزارهای پخش بار و مدلسازی شبکه برای محاسبه تلفات پیک در این روش از جمله زیرساخت‌های مورد نیاز است.

4-9- زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی روش مجموع انرژی

زیرساخت خاصی در اجرای این روش نیاز نیست و تنها باید بر اساس روابط ارائه شده در صورت روش، با استفاده از نرم‌افزار تحلیل داده، به محاسبه پرداخت. فرد مجرب و مسلط به محاسبات در شبکه‌های توزیع به اجرای روش کمک می‌کند.

4-10- جمع‌بندی

در این بخش به معرفی زیرساخت‌های مورد نیاز در پیاده‌سازی راهکارهای تئوری منتشر شده در مقالات مختلف برای ارزیابی تلفات پرداخته شد. اعم زیرساخت‌ها شامل وجود کنتورهای هوشمند جهت دستیابی به اطلاعات بار شبکه، وجود افراد متخصص در زمینه مدلسازی و کار با نرم‌افزارهای مختلف، تجهیزات و بسترهای مخابراتی برای رد و بدل اطلاعات بین شبکه و نرم‌افزارهای تحلیل گر و ... بود. در ادامه این فصل به معرفی محدودیت‌ها و الزامات مورد نیاز جهت پیاده‌سازی راهکار پیشنهادی پرداخته می‌شود.

فصل پنجم

محدودیت‌ها و الزامات مورد نیاز برای پیاده‌سازی معیارها و روش‌های ارائه شده در ارزیابی تلفات

مقدمه

در فصل گذشته به تشریح زیرساخت‌های مورد نیاز جهت پیاده‌سازی راهکارهای تئوری منتشر شده در مقالات برای ارزیابی تلفات پرداخته شد. بیان شد که عمده زیرساخت‌ها در فرایند ارزیابی تلفات، به مرحله تعیین میزان تلفات مربوط می‌شود. منظور از زیرساخت‌های مورد نیاز، امکانات سخت‌افزاری لازم جهت اجرای هر روش است. در این فصل به ارائه محدودیت‌ها (عموماً نرم‌افزاری) و الزامات (از جنس آیین‌نامه‌ها و قوانین) موجود در پیاده‌سازی هر روش پرداخته می‌شود. منظور از محدودیت‌ها و الزامات موجود، امکانات و سازوکارهای نرم‌افزاری و آیین‌نامه‌ای است که بر سر راه توسعه این راهکارها وجود دارند.

5-1- محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی راهکار کنتورخوانی

یکی از محدودیت‌های اصلی در این روش، اثرگذاری مستقیم خطای اندازه‌گیرها (کنتورها) است. از طرف دیگر امکان دست‌کاری (خرابکاری) در این تجهیزات نیز وجود داشته و در نتیجه، دقت روش را تحت تأثیر قرار می‌دهد. از این‌رو وجود آیین‌نامه‌های توییحی برای پیشگیری از این پدیده ضروری است.

محدودیت دیگر را می‌توان در امکان خطای کاربر در خواندن و انتقال حجم بالایی از اطلاعات در زمان کم عنوان کرد. همچنین این روش بر اساس داده‌های گذشته سیستم عمل می‌کند و در نتیجه، نمی‌توان از آن، برای اموراتی مثل برنامه‌ریزی شبکه توزیع بهره‌برد. تغییر در فناوری کنتورها نیز می‌تواند یکی دیگر از محدودیت‌ها در اجرای این روش باشد. چراکه به‌موجب آن، امکان تغییر آنی کنتور برای همه مشترکین فراهم نبوده و در نتیجه، اجرای طرح برای مدت نامعلومی، روی آمار تلفات اثر غیرمنطقی می‌گذارد. عدم امکان نصب کنتور در بسیاری از فیدرها مثل فیدرهای موجود در مناطق دورافتاده و یا عدم امکان خواندن اطلاعات از کنتورها به واسطه عدم حضور مشترکین در محل نیز از محدودیت‌های اجرای این طرح است. در صورتی که کنتورهای مورد استفاده از نوع کنتورهای هوشمند باشد، بسیاری از محدودیت‌های فوق‌الذکر به‌وجود نخواهد آمد، اما در عوض، امکان حملات سایبری و زیاد بودن هزینه تعمیر و نگهداری از این نوع کنتورها را باید مدنظر قرار داد.

5-2- محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی راهکار پخش بار

اولین محدودیت در پیاده‌سازی این روش، محدودیت دسترسی به اطلاعات دقیق از مدل اجزاء، مقدار پارامترها، مکان نصب و نحوه بهره‌برداری از هر جزء (مثلاً تپ‌ترانسفورماتور) و همچنین اطلاع دقیق از منحنی بار هر مشترک است که با توجه به اینکه بخصوص در مشترکین خانگی، این اطلاعات خیلی ناقص است، مدلسازی شبکه اغلب با تخمین همراه بوده و در نتیجه، خطای مدلسازی انکارناپذیر است.

یکی دیگر از محدودیت‌های این روش، تغییر ساختار شبکه و نیاز به بروزرسانی مدل شبکه در نرم‌افزارهای مورد استفاده است. از این‌رو، با هر تغییر و توسعه در شبکه، باید اطلاعات مدلسازی شده شبکه در نرم‌افزار نیز بروزرسانی گردد. از این‌رو به‌خصوص در شبکه‌های توزیع گسترده، لازم است تا آیین‌نامه‌های الزام‌آوری برای پایش و نظارت بر شبکه و بروزرسانی در شبکه ایجاد شود تا به این ترتیب، اطلاعات به‌طور مرتب بروزرسانی گردد و نتایج حاصل از اجرای پخش بار با شرایط واقعی بهره‌برداری از شبکه نزدیک‌تر شده و محاسبات دقیق‌تر شود.

محدودیت دیگر این روش، ورود نسخه‌های بروز شده از نرم‌افزارهای مختلف پخش بار و در نتیجه، الزام بهینه‌سازی مداوم نرم‌افزار مورد استفاده جهت حفظ دقت و امنیت مدل شبکه وجود دارد.

یکی از چالش‌ها در این روش می‌تواند توسعه نرم‌افزارهای قوی‌تر و دقیق‌تر در حوزه مدلسازی شبکه و پخش بار باشد که در این صورت، شبکه باید از ابتدا و با دقت بالا در نرم‌افزار جدید مدلسازی گردد.

یکی از محدودیت‌های این روش این است که تلفات حاصل از بکارگیری آن، فقط تلفات فنی در پیک بار را نمایان می‌سازد. از این‌رو برای محاسبه تلفات فنی در ساعات دیگر، باید روشی بهینه در کنار استفاده از این روش توسعه پیدا کند.

5-3- محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی روش‌های آماری

تنها محدودیت در روش آماری، لزوم دسترسی به منحنی‌های بار برای انواع مشترکین شبکه است. با در دسترس بودن این اطلاعات، می‌توان تلفات را برای فیدرهای شبکه توزیع محاسبه نمود. حتی با این روش می‌توان در هر لحظه،

ضریب تلفات و ضریب بار را نیز محاسبه نمود و سریع‌تر از روش‌های پخش بار به نتیجه رسید. هرچند دقت روش در مقایسه با روش‌های پخش بار کمتر است.

5-4- محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی معادلات تخمین تلفات با بکارگیری معادل ضریب تلفات سیستم

از جمله مهم‌ترین محدودیت‌های این روش، تجربی بودن و غیرقابل اثبات بودن روابط ضریب تلفات این روش است. از این‌رو، دامنه تخمین بر حسب نقطه کار شبکه بالا بوده و عدم قطعیت‌ها در اجرای این روش بالا است. از جمله الزامات در اجرای این طرح، پایش پیوسته و ساعتی شبکه است. چراکه در این روش، باید ضریب بار در هر ساعت محاسبه شده و در ضریب تلفات مربوط به همان ساعت که بر اساس رابطه تجربی از ضریب بار بدست می‌آید، ضرب شود. این روش در کشور آمریکا، فرانسه و برخی از ایالت‌های هند در حال استفاده است.

5-5- محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی روش محاسبه درصد بار

یکی از محدودیت‌های اساسی در اجرای این طرح، لزوم آگاهی از درصد بارگذاری هر تجهیز است. از این‌رو از الزامات محاسبه دقیق تلفات با این روش، حضور بسترهای مخابراتی و مانیتورینگ هوشمند است تا بتوان اطلاعات درصد بارگذاری هر تجهیز را بدست آورد. در صورت عدم تحقق این موضوع، باید از روش چرخ‌زنی در شبکه و نمونه‌گیری از توان عبوری از هر تجهیز در شبکه بهره‌برد و از آن اطلاعات برای محاسبه درصد بار و در نتیجه، تلفات کل تجهیز استفاده نمود. یکی از محدودیت‌های اصلی در این روش، محاسبه تلفات در سیم نول و همچنین در دسترس نبودن اطلاعات بار هر ترانسفورماتور است. نمونه‌گیری تصادفی بار هادی‌های خط نیز یکی دیگر از محدودیت‌های اساسی در این روش است.

5-6- محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی روش تخمین تلفات در شبکه فاقد اطلاعات

از جمله محدودیت‌های موجود در این زمینه، امکان عدم یافتن شبکه توزیع مشابه با شبکه توزیع مورد بررسی است. محدودیت دیگر این روش را می‌توان در تخمینی بودن روش و خطای زیاد آن عنوان کرد.

5-7- محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی راهکار مانیتورینگ و اتوماسیون

محدودیت اصلی در مانیتورینگ و اتوماسیون، هزینه بالا در نصب و تعمیر و نگهداری آن است. همچنین بواسطه حضور بسترهای مخابراتی، امکان خرابکاری و حملات سایبری از طریق این تجهیزات فراهم می‌شود و از این‌رو، برای افزایش امنیت اطلاعات مشترکین، باید راهکارها و تدابیری اندیشیده شود. همچنین زمان مورد نظر بین لحظات نمونه‌برداری هم باید پایش پیوسته بار مشترکین شبکه را محقق سازد و هم حجم بالای اطلاعات برای انتقال در بستر مخابراتی را مدنظر قرار دهد. در نتیجه، بستر مخابراتی باید کارایی و بازدهی لازم و کافی را در بهره‌وری از سرمایه‌گذاری صورت گرفته برای تأمین کنترهای هوشمند داشته باشد.

5-8- محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی روش تخمین بار پست‌های توزیع

از جمله محدودیت‌ها در اجرای این روش، لزوم مطالعات میدانی و دسته‌بندی پست‌های شبکه از جهت نوع منحنی بارهای هر پست است. همچنین لازم است تا با استفاده از منحنی بار هر پست در هر زمان و اطلاعات توان تزریقی به ابتدای فیدر اصلی، بتوان منحنی بار هر پست را در ساعات مختلف تخمین زد و از این‌رو، دقت روش تحت تأثیر دقت تخمین است. همچنین از محدودیت‌های این روش، لزوم دسترسی به اطلاعات شبکه برای مدلسازی آن در نرم‌افزارهای پخش بار برای محاسبه تلفات در بار پیک است.

5-9- محدودیت‌ها و الزامات در پیاده‌سازی روش مجموع انرژی

یکی از محدودیت‌های این روش، لزوم آگاهی از منحنی‌های بار در هر باس از شبکه است. همچنین ضروری است تا اطلاعات شبکه توزیع جهت انجام محاسبات پخش بار در دسترس باشد.

5-10- جمع‌بندی

در این فصل به ارائه محدودیت‌ها و الزامات پیاده‌سازی راهکارهای منتشر شده در مقالات جهت ارزیابی و تعیین میزان تلفات پرداخته شد. مشاهده شد که محدودیت‌های موجود، یا در دسته محدودیت‌های فنی جای می‌گیرد و یا اینکه از جهت اقتصادی، مسیر توسعه راهکارها را ناهموار می‌سازند. محدودیت‌هایی نظیر عدم دسترسی به اطلاعات شبکه، نیاز به بروزرسانی مداوم مدل‌های نرم‌افزاری به جهت توسعه شبکه، لزوم وجود اطلاعات منحنی بار، هزینه بالای نصب کنتورهای هوشمند، عدم وجود شبکه‌ها با فیدرهای همانند شبکه توزیع مورد مطالعه و ... از جمله محدودیت‌های موجود بر سر راه پیاده‌سازی راهکارها بود.

فصل ششم

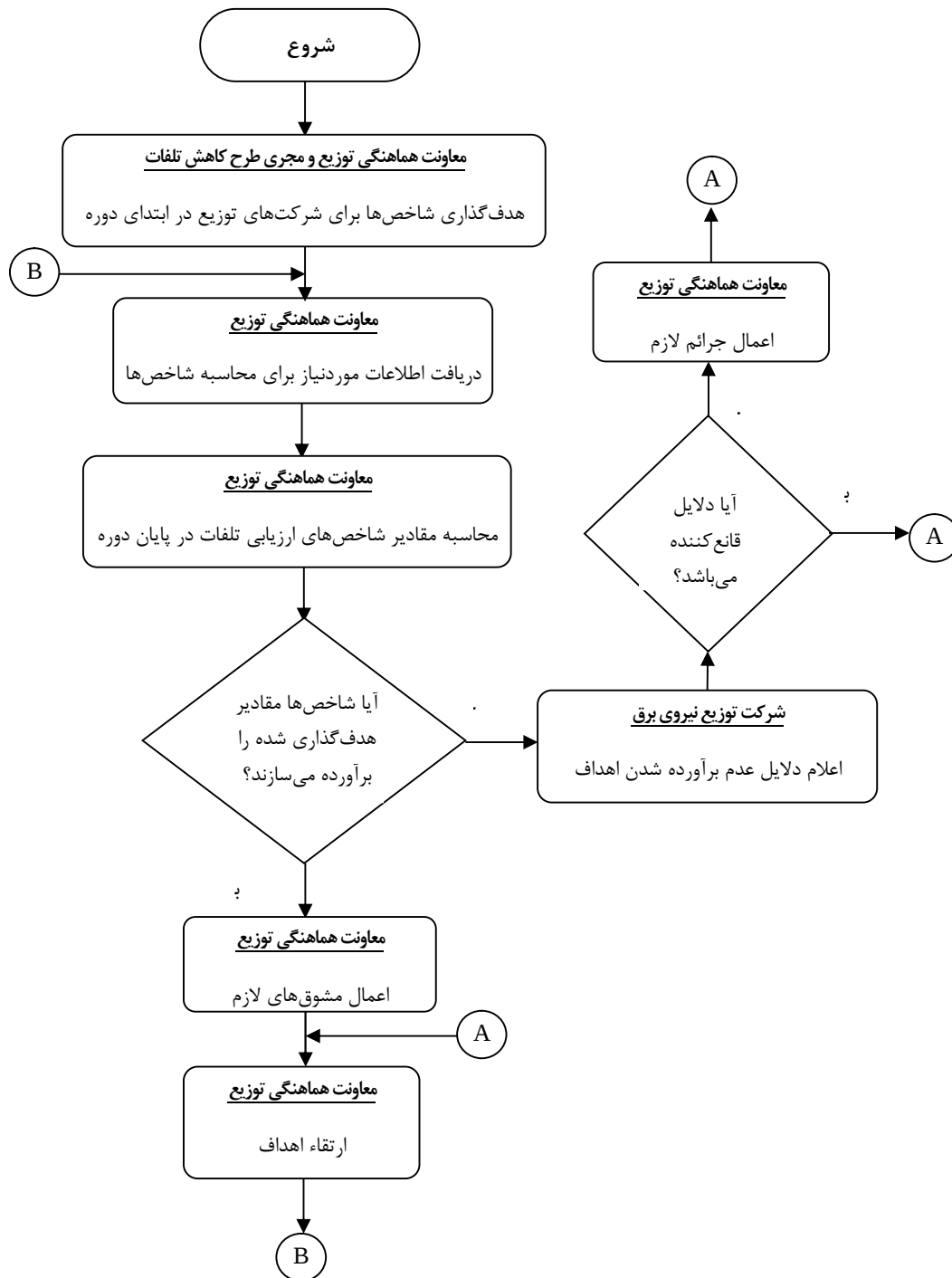
پیشنهاد معیارها و روش‌های ارزیابی تلفات شبکه توزیع در ایران

مقدمه

تا کنون، مجموعه روش‌های عملی مورد استفاده در کشورهای مختلف و مجموعه راهکارهای تئوری پیشنهادشده در مراجع تحقیق برای ارزیابی تلفات تشریح گردید و زیرساخت‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی هر روش به همراه محدودیت‌ها و الزامات هر روش ارائه گردید. مشاهده شد که در صورت فراهم بودن بستر هوشمند و وجود زیرساخت‌های اندازه‌گیری و پایش مستمر در شبکه، تلفات شبکه به راحتی از روش اندازه‌گیری (تفاضل مقدار توان ورودی و خروجی از شبکه در هر بازه زمانی) قابل تعیین است. در طرف مقابل، دو مجموعه کلی از راهکارها مبتنی بر 1. محاسبه و 2. تخمین تلفات قرار داشت که با وجود کمترین اطلاعات از شبکه، به ارزیابی تلفات در شبکه توزیع می‌پرداخت. در این فصل ضمن بررسی و تشریح راهکار ارزیابی تلفات در کشور ایران، به پیشنهاد راهکاری مناسب برای ارزیابی تلفات در کشور ایران پرداخته می‌شود. سعی خواهد شد تا در پیشنهاد راهکار ارزیابی تلفات برای ایران، وضعیت موجود شبکه و محدودیت‌های فنی و اقتصادی لحاظ گردد تا راهکار پیشنهادی تا حد امکان، قابل اجرا و بهره‌برداری باشد. اساس راهکار پیشنهادی برای ارزیابی تلفات، مبتنی بر توسعه راهکاری جهت تعیین میزان تلفات در شبکه توزیع است.

6-1- معیارها و روش‌های مورد استفاده در ارزیابی تلفات شبکه توزیع در ایران

روش ارزیابی تلفات شبکه توزیع در ایران بر اساس مقایسه میزان تلفات اندازه‌گیری شده با یک میزان مشخص است که این میزان به صورت سالانه تعیین می‌شود. همچنین در ایران در راستای کاهش تلفات، آیین‌نامه نظارت و ارزیابی کاهش تلفات تدوین شده است که در ادامه تشریح می‌گردد. مطابق این آیین‌نامه، برای ارزیابی شرکت‌های توزیع نیروی برق در حوزه کاهش تلفات، معاونت هماهنگی توزیع توانیر و مجری طرح کاهش تلفات مطابق با فرآیند شکل زیر اقدام به ارزیابی عملکرد شرکت‌ها می‌کنند.



شکل (6-1): فرآیند ارزیابی و نظارت بر شرکت های توزیع در حوزه کاهش تلفات

6-1-1- هدف گذاری شاخص های ارزیابی

اولین مرحله در ارزیابی شرکت های توزیع برق در ایران در حوزه کاهش تلفات، سنجش پذیر کردن عملکرد شرکت های توزیع در این حوزه می باشد. بدین منظور فعالیت شرکت های توزیع در حوزه کاهش تلفات از طریق شاخص هایی که در ادامه تشریح می گردد، مورد ارزیابی قرار خواهند گرفت. معاونت هماهنگی توزیع و مجری طرح ملی کاهش تلفات موظف هستند با بررسی شرایط و قابلیت های هر شرکت نسبت به هدف گذاری هر یک از شاخص ها در دوره زمانی موضوع بخش 6-1-2 اقدام و برای تصویب به کمیته ملی کاهش تلفات ارائه نمایند. شرکت های توزیع نیروی برق موظف هستند نسبت به تهیه برنامه های عملیاتی به منظور نیل به اهداف تعیین شده اقدام کنند.

6-1-1-1- ضریب بهره برداری ترانسفورماتورها در شرکت توزیع

ضریب بهره برداری ترانسفورماتورها یکی از شاخص های مؤثر در ارزیابی تلفات شبکه توزیع می باشد. این شاخص از طریق رابطه زیر محاسبه می شود.

$$DF = \frac{\text{بار پیک غیر همزمان سالیانه شرکت توزیع (MW)}}{\text{مجموع ظرفیت منصوبه ترانسفورماتورهای شرکت توزیع (KVA)}} \quad (1-6)$$

6-2-1-1- مدیریت ولتاژ فشار متوسط

بهبود پروفیل ولتاژ شبکه فشار متوسط یکی از شاخص های ارزیابی تلفات شبکه توزیع در ایران می باشد. این شاخص که نسبت پذیرش ولتاژ نیز نامیده می شود، از طریق رابطه زیر محاسبه می شود.

$$MVCR = \frac{\text{تعداد کل نقاطی که ولتاژ شبکه فشار متوسط در محد استاندارد است}}{\text{تعداد کل نقاط اندازه گیری شده همان دوره}} = \text{نسبت پذیرش ولتاژ \%} \quad (2-6)$$

به منظور محاسبه شاخص $MVCR$ لازم است حداقل، ولتاژ نقاط انتهایی تمام فیدرهای فشار متوسط توزیع در دوره موردنظر و در زمان پیک بار فیدر اندازه گیری شود. در صورت امکان فنی، این اندازه گیری به پست های توزیع توسعه پیدا خواهد کرد.

6-1-1-3- مدیریت ولتاژ فشار ضعیف (ضریب نگهداری ولتاژ مشترکین در بازه مجاز)

بهبود پروفیل ولتاژ سمت فشار ضعیف یکی از شاخص‌های ارزیابی مدیریت کاهش تلفات می‌باشد. این شاخص از طریق رابطه زیر بدست می‌آید.

$$LVCR = \frac{\text{تعداد کل نقاطی که ولتاژ شبکه فشار ضعیف در حد استاندارد است}}{\text{تعداد کل نقاط اندازه‌گیری شده همان دوره}} = \text{نسبت پذیرش ولتاژ \%} \quad (3-6)$$

به منظور محاسبه شاخص $LVCR$ لازم است اندازه‌گیری ولتاژ در نقاط انتهایی فیدرهای فشار ضعیف، هنگام قرائت کنتورهای دیجیتال انجام گیرد.

6-1-1-4- ظرفیت منصوبه جدید به ازای هر مشترک جدید

در راستای اصلاح بارگذاری ترانسفورماتورها، لازم است به طور مستمر ضریب بهره‌برداری بهبود یابد. بدین منظور با افزایش تعداد مشترکین جدید، لازم است شبکه به نحوی مدیریت گردد که نیاز به احداث پست‌های جدید به حداقل برسد. این شاخص از رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$NCPC = \frac{\text{ظرفیت منصوبه جدید (KVA)}}{\text{تعداد مشترکین جدید}} \quad (4-6)$$

6-1-1-5- طول شبکه فشار ضعیف جدید به ازای هر مشترک جدید

در راستای کاهش تلفات لازم است به طور مستمر طول شبکه فشار ضعیف کاهش یافته یا تحت کنترل باشد. بدین منظور با افزایش تعداد مشترکین جدید، لازم است شبکه به نحوی مدیریت گردد که نیاز به افزایش طول شبکه فشار ضعیف جدید به حداقل برسد. این شاخص از طریق رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$NLPC = \frac{\text{طول شبکه فشار ضعیف جدید (m)}}{\text{تعداد مشترکین جدید}} \quad (5-6)$$

6-1-1-6- مجموع ظرفیت منصوبه تولید پراکنده زیر 2 مگاوات

نصب تولیدات پراکنده در شبکه‌های توزیع می‌تواند موجب کاهش تلفات گردند. بدین منظور، شاخص مجموع ظرفیت منصوبه تولید پراکنده زیر 2 مگاوات موجود در شبکه توزیع، مطابق با رابطه زیر تعریف می‌شود.

$$DGTC = \sum_{i=1}^n P_{DG,i} \quad (6-6)$$

$P_{DG,i}$: ظرفیت تولید پراکنده i ام (kW)

n : تعداد واحد تولیدات پراکنده زیر 2 مگاوات موجود در شبکه توزیع

6-1-1-7- بهبود ضریب قدرت

جبران توان راکتیو در شبکه اهداف گوناگونی را دنبال می‌کند که از یکی مهم‌ترین آن‌ها کاهش تلفات می‌باشد که پایش آن می‌تواند در بهبود عملکرد شرکت‌ها در حوزه کاهش تلفات مؤثر می‌باشد. این شاخص مطابق با رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$\cos(\varphi) = \frac{\text{انرژی ماهیانه اکتیو (kWh)}}{\sqrt{\{\text{انرژی ماهیانه اکتیو (kWh)}\}^2 + \{\text{انرژی ماهیانه راکتیو (kVARh)}\}^2}} \quad (7-6)$$

شاخص ضریب قدرت به تفکیک هر شرکت توزیع طی سه مرحله در 1) خروجی ترانس‌های فوق توزیع 2) فیدرهای 20 کیلوولت و 3) خروجی ترانس‌های توزیع مشترکین توزیع به صورت ماهیانه محاسبه خواهند شد.

6-1-2- تعیین دوره ارزیابی شاخص‌ها

دوره ارزیابی شرکت‌های توزیع در حوزه مدیریت تلفات به تفکیک هر شاخص مطابق با جدول زیر خواهد بود.

جدول (1-6): دوره ارزیابی شاخص‌ها

دوره ارزیابی	شاخص
سالانه	ضریب بهره‌برداری ترانسفورماتورها
دوماهه	مدیریت ولتاژ فشار متوسط
دوماهه	مدیریت ولتاژ فشار ضعیف
سالانه	ظرفیت منصوبه جدید به ازای هر مشترک جدید
سالانه	طول شبکه فشار ضعیف جدید به ازای هر مشترک جدید
دوماهه	مجموع ظرفیت تولید پراکنده نصب‌شده زیر 2 مگاوات
ماهانه	بهبود ضریب قدرت

3-1-6- دریافت اطلاعات

معاونت هماهنگی توزیع موظف است ضمن ارزیابی هر یک از شرکت‌های توزیع، نسبت به ارزیابی شاخص‌های تعریف‌شده در هر دوره اقدام کند. اطلاعات موردنیاز برای ارزیابی هر شاخص و نحوه دریافت آن مطابق جدول زیر می‌باشد. هریک از شرکت‌های توزیع و شرکت‌های برق منطقه‌ای و همچنین شرکت مدیریت شبکه موظف هستند اطلاعات لازم برای محاسبه شاخص‌ها را مطابق با جدول زیر در اختیار معاونت هماهنگی توزیع قرار دهند.

جدول (2-6): منبع اطلاعات جهت محاسبه شاخص‌های ارزیابی تلفات

شاخص	اطلاعات موردنیاز	نحوه دریافت اطلاعات
ضریب بهره‌برداری ترانسفورماتورها	پیک بار غیرهمزمان مجموع ظرفیت منصوبه ترانسفورماتورها	عملکرد اخذ شده از شرکت مدیریت شبکه و آمار صنعت برق
مدیریت ولتاژ فشار متوسط	تعداد کل نقاط اندازه‌گیری تعداد کل نقاطی که ولتاژ در حد استاندارد است	وسایل اندازه‌گیری شرکت‌های توزیع
مدیریت ولتاژ فشار ضعیف	تعداد کل نقاط اندازه‌گیری تعداد کل نقاطی که ولتاژ در حد استاندارد است	کنتورهای مشترکین و یا سایر واحدهای اعلامی شرکت‌های توزیع
ظرفیت منصوبه جدید به ازای هر مشترک جدید	ظرفیت منصوبه جدید تعداد مشترکین جدید	آمار عملکرد شرکت‌های توزیع مندرج در گزارشات آماری صنعت برق
طول شبکه فشار ضعیف جدید به ازای هر مشترک جدید	تعداد مشترکین جدید طول شبکه فشار ضعیف جدید	آمار عملکرد شرکت‌های توزیع مندرج در گزارشات آماری صنعت برق

شاخص	اطلاعات مورد نیاز	نحوه دریافت اطلاعات
مجموع ظرفیت تولید پراکنده نصب شده زیر 2 مگاوات	مجموع ظرفیت تولید پراکنده نصب شده زیر 2 مگاوات	آمار و اطلاعات اخذ شده از شرکت های برق منطقه ای و توزیع
بهبود ضریب توان	انرژی اکتیو و راکتیو در: مرحله (1): خروجی ترانس های فوق توزیع مرحله (2): فیدرهای 20 کیلوولت مرحله (3): خروجی ترانس های توزیع و مشترکین دیماندی	به ترتیب اجرا در سه مرحله با توجه به اطلاعات قابل دسترس در هر شرکت

6-1-4- محاسبه مقادیر شاخص ها

معاونت هماهنگی توزیع توانیر موظف است در پایان دوره تعیین شده در بخش 6-1-2 و با توجه به اطلاعات دریافت شده در مرحله 6-1-3، مقدار هریک از شاخص ها را به تفکیک برای هر یک از شرکت های توزیع محاسبه کند.

6-1-5- ارزیابی شاخص ها

پس از محاسبه مقدار شاخص ها در مرحله 5-1-4، معاونت هماهنگی توزیع توانیر موظف است مقدار محاسبه شده را با مقادیر هدف گذاری شده در مرحله 6-1-1 مقایسه کند. در صورتی که مقدار شاخص ها، اهداف تعریف شده در مرحله 6-1-1 را برآورده کنند، فرآیند پایش شرکت ها وارد مرحله 6-1-6 خواهد شد. در غیر این صورت فرآیند پایش شرکت وارد مرحله 5-1-7 خواهد شد.

6-1-6- اعمال مشوق های لازم و اصلاح اهداف

در صورتی که مطابق با ارزیابی انجام شده در مرحله 6-1-5، شرکت توزیع نیروی برق اهداف کاهش تلفات را برآورده کرده باشد، معاونت هماهنگی توزیع باید ضمن ارتقاء اهداف شاخص ها برای دوره جدید، فرآیند پایش و نظارت بر شرکت ها را مجدداً از مرحله 6-1-4 پیگیری کند. همچنین معاونت هماهنگی توزیع می تواند مطابق با سیاست های کاهش تلفات، مشوق های لازم را به شرکت های توزیع موضوع این بند اعطاء کند.

6-1-7- اعلام دلایل برآورده نشدن اهداف توسط شرکت توزیع

در صورتی که مطابق با ارزیابی انجام شده در مرحله 6-1-4، شرکت توزیع نیروی برق اهداف کاهش تلفات را برآورده نکرده باشد، لازم است دلایل عدم دستیابی به اهداف تعیین شده را به معاونت هماهنگی توزیع توانیر و مجری طرح ملی کاهش تلفات گزارش دهد. در صورتی که دلایل عدم دستیابی به اهداف قانع کننده می باشد، معاونت هماهنگی توزیع موظف است ضمن اصلاح شاخص ها، فرآیند پایش و نظارت بر شرکت های توزیع نیروی برق را از مرحله 6-1-4 پیگیری کند. در صورتی که دلایل ارائه شده قانع کننده نباشد، معاونت هماهنگی توزیع لازم است ضمن اعمال جرائم لازم به شرکت توزیع مطابق با سیاست های کاهش تلفات و اصلاح شاخص ها، فرآیند پایش و نظارت بر شرکت توزیع را مجدداً از مرحله 6-1-4 پیگیری کند.

6-2- روابط محاسبه تلفات در شرکت های توزیع ایران

6-2-1- تلفات از نظر شرکت های برق منطقه ای

به استناد مرجع [44]، تلفات از نظر شرکت های برق منطقه ای عبارت است از :

انرژی خریداری شده از واحدهای تولیدی نیروگاه ها در ولتاژ انتقال و فوق توزیع

+

انرژی خریداری شده از واحدهای تولیدی کوچک (نیروگاه های دیزلی و...) در ولتاژ توزیع

+

انرژی خریداری شده از شرکت های همجوار در ولتاژ انتقال و فوق توزیع

+

انرژی خریداری شده از شرکت های همجوار در ولتاژ توزیع

+

انرژی خریداری شده برون مرزی (واردات انرژی)

-

فروش انرژی به شرکت‌های همجوار در ولتاژ انتقال و فوق توزیع

-

فروش انرژی به شرکت‌های همجوار در ولتاژ توزیع

-

فروش برون مرزی انرژی (صادرات انرژی)

-

فروش مستقیم انرژی در ولتاژ انتقال و فوق توزیع

-

فروش مستقیم انرژی در ولتاژ توزیع

-

فروش به مشترکین برق

-

روشنایی معابر

-

مصرف داخلی پست‌های انتقال و فوق توزیع

=

تلفات انرژی الکتریکی در شرکت‌های برق منطقه‌ای

• یادآوری یک :

انرژی خریداری شده از واحدهای تولیدی نیروگاه‌ها در ولتاژ انتقال توزیع و فوق توزیع

+

انرژی خریداری شده از شرکت‌های همجوار در ولتاژ انتقال و فوق توزیع

=

انرژی تحویلی به شبکه انتقال و فوق توزیع

• یادآوری دو :

انرژی تحویلی به شبکه انتقال و فوق توزیع

-

فروش انرژی به شرکت‌های همجوار در ولتاژ انتقال و فوق توزیع

-

فروش مستقیم انرژی در ولتاژ توزیع

-

فروش برون مرزی انرژی (صادرات انرژی)

=

انرژی تحویلی به شبکه توزیع

• یادآوری سوم :

انرژی خریداری شده از واحدهای تولیدی کوچک در ولتاژ توزیع

+

انرژی خریداری شده از شرکت‌های همجوار در ولتاژ توزیع

=

کل دریافت انرژی در ولتاژ توزیع

• یادآوری چهارم : واحد تلفات بر حسب میلیون کیلووات ساعت است.

6-2-2- تلفات از نظر صنعت برق (تلفات کل شبکه)

تلفات از نظر صنعت برق ایران عبارت است از :

خرید تولید ویژه نیروگاه‌ها (بخاری، گازی، چرخه ترکیبی، برق آبی ، دیزلی و ...)

+

خرید برون مرزی انرژی (واردات)

-

۱۴۶

مصارف داخلی پست‌های انتقال و فوق توزیع

-

فروش انرژی برق (خانگی ، عمومی ، کشاورزی، صنعتی ، تجاری ، روشنایی معابر ، برون

مرزی و ...)

=

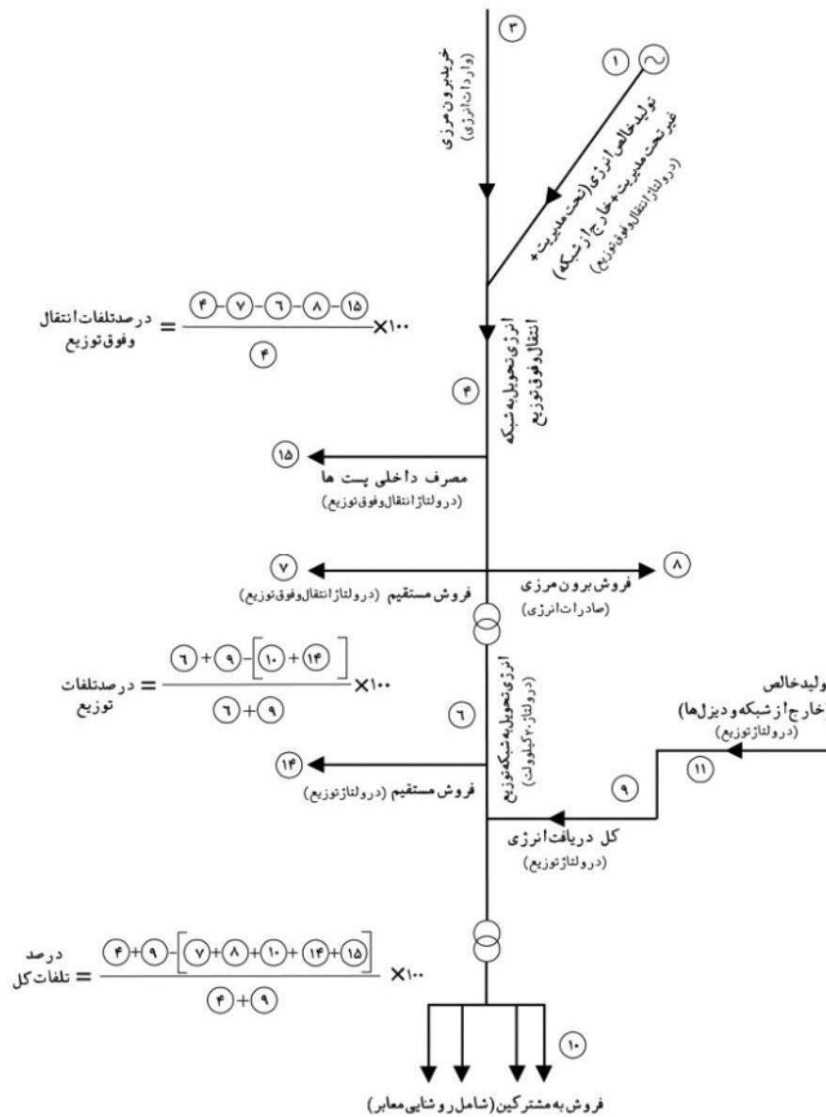
تلفات انرژی الکتریکی در صنعت برق (تلفات کل)

• یادآوری یک : در مصارف داخلی پست‌های انتقال و فوق توزیع، میزان بارهای راکتیو شبکه لحاظ شده است.

• یادآوری دو : مصرف داخلی نیروگاه - تولید نا ویژه نیروگاه = تولید ویژه نیروگاه

• یادآوری سه : واحد تلفات بر حسب میلیون کیلووات ساعت است.

به این ترتیب، روند محاسبه تلفات در شبکه توزیع ایران مطابق شکل زیر خواهد بود.



شکل (6-2): روند محاسبه تلفات در شبکه توزیع ایران

3-2-6- تلفات شبکه انتقال و فوق توزیع

رابطه تلفات شبکه انتقال و فوق توزیع مورد استفاده در ایران عبارت است از:

انرژی تحویلی به شبکه انتقال و فوق توزیع

1

مصرف داخلی پست‌های انتقال و فوق توزیع

-

فروش انرژی بصورت مستقیم به شرکت‌های همجوار و برون مرزی

-

انرژی تحویلی به شبکه توزیع

=

تلفات انتقال و فوق توزیع

یادآوری: از آنجائیکه مشترکین برق عمدتاً هزینه توان اکتیو انرژی الکتریکی را پرداخت می‌کنند و توان راکتیو ایجاد شده ناشی از بارهای سلفی مشترکین برق پرداخت نمی‌شود، لذا هزینه معادل جبران بارهای راکتیو توسط خازن‌گذاری می‌بایستی در هزینه‌های تلفات شبکه‌های توزیع منظور گردد. هر چند مصارف داخلی پست‌های توزیع نیروی برق ناچیز می‌باشد، ولی با لحاظ میزان بار راکتیو شبکه، تلفات بصورت واقعی‌تر مطرح خواهد شد.

6-2-4- درصد تلفات

با توجه به تبادل انرژی بین شرکت‌های برق و وجود شبکه‌های فشار قوی، متوسط و ضعیف درصد تلفات در هر یک از بخش‌ها بشرح زیر می‌باشد.

$$\text{درصد تلفات} = \frac{\text{تلفات انرژی الکتریکی}}{\text{انرژی خریداری شده}} \times 100 \quad (8-6)$$

$$\text{درصد تلفات انتقال و فوق} = \frac{\text{تلفات در شبکه‌های انتقال و فوق توزیع}}{\text{انرژی تحویلی به شبکه انتقال و توزیع}} \times 100 \quad (9-6)$$

$$\text{درصد تلفات توزیع} = \frac{\text{تلفات در شبکه توزیع}}{\text{انرژی تحویلی به شبکه توزیع}} \times 100 \quad (10-6)$$

$$\text{تلفات در شبکه‌های برق} \times 100 = \text{درصد تلفات کل} \\ \text{انرژی تحویلی به شبکه‌های برق} \quad (11-6)$$

6-3- پیشنهاد معیارها و روش‌های ارزیابی تلفات توزیع در ایران

هم‌اکنون ارزیابی تلفات در ایران بر اساس مقایسه سطح مطلوب با میزان تلفات حاصل از روش اندازه‌گیری صورت می‌گیرد. اما یکی از عمده معایب این روش ارزیابی، در روش تعیین تلفات به روش اندازه‌گیری است. در این روش تلفات بخش فنی و غیر فنی از یکدیگر تفکیک نمی‌شود و در نتیجه، ارزیابی تلفات نمی‌تواند مطلوبیت چندانی داشته باشد. از این رو بعنوان راهکار اولیه، روشی مبتنی بر محاسبه تلفات برای شبکه توزیع ایران پیشنهاد می‌گردد. اساس راهکار پیشنهادی، مبتنی بر محاسبه تلفات جزء به جزء در شبکه توزیع است. به این ترتیب می‌توان در کنار روش اندازه‌گیری، با محاسبه تلفات و تعیین تلفات فنی، تلفات غیرفنی را نیز به دست آورد.

برای پیشنهاد راهکار تعیین میزان تلفات مختص ایران، عواملی نظیر شرایط اقتصادی، زیرساخت‌های فعلی شبکه و چالش‌های پیش‌رو در نظر گرفته شده است. برای مثال، طبیعی است که دقیق‌ترین راه برای تعیین میزان تلفات به صورت لحظه‌به‌لحظه، نصب کنتورهای هوشمند در بستر شبکه‌های توزیع هوشمند و پایش تمام مشترکین کوچک و بزرگ شبکه است. درحالی‌که با توجه به عدم فراهم بودن زیرساخت‌های هوشمند در شبکه توزیع ایران، پیاده‌سازی این طرح بسیار پرهزینه است. از طرف دیگر، چالشی که در زمینه راهکارهای مختلف تعیین میزان تلفات در شبکه توزیع ایران و بسیاری از کشورهای دیگر وجود دارد، مشخص نبودن سهم تلفات اجزاء و بخش‌های مختلف شبکه توزیع است. از این رو، ارائه راهکاری که بتواند تلفات اجزای مختلف شبکه را نیز مشخص سازد بسیار حائز اهمیت است. در نگاه کلی‌تر، می‌توان مشخص بودن تلفات فنی و غیر فنی به تفکیک در شبکه‌های توزیع را بعنوان اطلاعات مهمی از تلفات دانست. در حالیکه بسیاری از راهکارها نظیر روش اندازه‌گیری، اطلاعات کل تلفات (مجموع تلفات فنی و غیرفنی) را در اختیار ما می‌گذارند. در ادامه ضمن بیان کلیات راهکار مقدماتی پیشنهادی برای تعیین تلفات در ایران، جزئیات این روش بیشتر مطرح می‌شود.

6-3-1- کلیات راهکار مقدماتی

با توجه به مجموعه مطالعات انجام شده در محاسبه و ارزیابی تلفات، راهکار منتشر شده در [11] که در ایالت نیویورک آمریکا مورد استفاده قرار گرفته است و تلفیقی از روش مدلسازی (ضریب بار و ضریب تلفات) و روش محاسبه تلفات اجزای مختلف شبکه است، برای ایران پیشنهاد داده می‌شود.

هر تجهیز در شبکه توزیع دارای ظرفیت نامی مشخص است و این ظرفیت در طول روز برای مدت زمان مشخصی بر حسب منحنی بار شبکه، مورد استفاده قرار می‌گیرد. این در حالی است که در ساعات زیادی از شبانه‌روز، تنها درصدی از ظرفیت تجهیز مورد استفاده است. همچنین در حالت کلی می‌توان تلفات را متناسب با مجذور بار تجهیز دانست. از این‌رو با دانستن تلفات پیک بار که در آن از تمام ظرفیت تجهیز استفاده می‌شود، تلفات در سایر ساعات شبانه روز را با دانستن وضعیت بارگذاری تجهیز مورد نظر (با داشتن ضریب بار و ضریب تلفات) تخمین زد. برای این منظور مفاهیم ضریب بار و ضریب تلفات مطرح شده است و روابط محاسبه هر کدام تشریح شده است. یکی از راهکارهای مرسوم در زمینه ارتباط ضریب تلفات و ضریب بار شبکه، روش هابل است که در ادامه مطرح می‌شود.

مزیت این روش در این است که آمار تلفات برای هر تجهیز از شبکه به تفکیک قابل محاسبه است. برای محاسبه تلفات بار پیک در تجهیز نیز، بهترین روش استفاده از نرم‌افزارهای بسیار دقیق توسعه داده شده برای مدلسازی سیستم‌ها و شبکه‌های توزیع است. از این‌رو با مدلسازی هر تجهیز با دقت مطلوب و متناسب با نیاز و با فرض بارگذاری نامی تجهیز، می‌توان تلفات آن تجهیز را محاسبه کرد. سپس با در اختیار داشتن منحنی بار که اطلاعات آن می‌تواند از طریق تخمین بار و یا از طریق کنتورهای هوشمند (در صورت نصب بودن در شبکه) در گام‌های زمانی مشخص در دسترس قرار گیرد، تلفات را با کمک ضریب تلفات و ضریب بار محاسبه نمود. به طور کلی می‌توان اجزای شبکه توزیع را به چند بخش زیر تقسیم کرد:

• ترانسفورماتور پست¹

• فیدرهای (خطوط) اولیه²

• تجهیزات خط³

• ترانسفورماتور توزیع⁴

¹ Substation Transformers

² Primary Lines

³ Line Equipment

⁴ Distribution Transformers

• شبکه ثانویه و ماتعلقات¹

• اندازه‌گیرها و سایر تجهیزات

• بارهای فاقد کنتور

از این رو کافی است روابط مشخصی برای محاسبه تلفات هر کدام از تجهیزات فوق با استفاده از راهکار پیشنهادی توسعه داده شود. باید توجه داشت که مدلسازی این تجهیزات در نرم افزار و همچنین روش محاسبه برای هر تجهیز، کاملاً به صورت یک ماژول قابل پیاده‌سازی بوده و در نتیجه، کافی است که تنها یکبار اجرا گردد. همچنین گام زمانی در محاسبه تلفات در این روش بسته به گام زمانی در تعیین بارگذاری هر تجهیز می‌تواند تغییر کند. لازم به ذکر است که روش پیشنهادی تا حد بسیار زیادی به راهکار ایالت نیویورک آمریکا نزدیک است. پیشنهاد می‌شود که مانند کشور انگلیس، برای فیدرهای اصلی شبکه توزیع، از کنتورهای با قابلیت ارسال داده در گام‌های زمانی ساعتی استفاده شود و بارهای جزئی نظیر مصارف خانگی نیز با استفاده از روش‌های تخمین بار در هر ساعت محاسبه گردد. از این رو می‌توان تلفات توان را به ازای هر ساعت در اختیار داشت و از طرف دیگر، با در اختیار داشتن اطلاعات تلفات کل شبکه از تفاضل انرژی خریداری شده و فروخته شده در هر ساعت، می‌توان تلفات غیرفنی را نیز در شبکه توزیع محاسبه نمود. در ادامه ضمن تشریح مفهوم ضریب بار و ضریب تلفات، برای هر کدام از این تجهیزات با استفاده از راهکار پیشنهادی، به محاسبه تلفات پرداخته می‌شود.

6-3-2- توسعه راهکار پیشنهادی برای محاسبه تلفات در تجهیزات مختلف شبکه

در این بخش به توسعه روابط و تئوری راهکار پیشنهادی برای محاسبه تلفات در هر تجهیز از شبکه پرداخته می‌شود. برای این منظور در ابتدا با مفاهیم ضریب بار و ضریب تلفات که سنگ‌بنای اصلی در توسعه راهکار پیشنهادی است تشریح می‌گردد.

6-3-2-1- مفهوم ضریب بار و ضریب تلفات

¹ Secondary and Services

همانطور که قبلاً عنوان گردید، تلفات اجزای مختلف شبکه توزیع در طول زمان پیک بار، در بالاترین مقدار خود هستند. اما تخمیناً 70 درصد از تلفات انرژی الکتریکی در زمان کم باری رخ می‌دهد. از این رو استخراج رابطه بین تلفات بار پیک و تلفات متوسط شبکه در محاسبه تلفات کل شبکه بسیار مفید است. برای این منظور از تعریف ضریب تلفات و ضریب بار استفاده می‌شود که هر دو، برای توصیف رابطه بین شرایط بار پیک و شرایط بارگذاری عادی (متوسط) شبکه بکار می‌روند. ضریب بار مطابق رابطه زیر از تقسیم بار متوسط شبکه به بار پیک حاصل می‌شود و بار متوسط از تقسیم انرژی در طول زمان بارگذاری متوسط بر مدت زمان دوره به دست می‌آید.

$$LDF = \frac{kWh}{kW_{peak}} \left(\frac{1}{T} \right) \quad (12-6)$$

در این رابطه :

LDF : ضریب بار

kWh : انرژی مصرفی در طول زمان مورد نظر

kW_{peak} : بار پیک شبکه در طول دوره مورد مطالعه

T : طول دوره مورد نظر بر حسب ساعت (8760 ساعت برای محاسبات سالانه)

ضریب تلفات نیز مطابق رابطه زیر بر حسب نسبت تلفات توان متوسط به تلفات بار پیک و یا به عبارت بهتر، تلفات بر حسب kWh تقسیم بر طول مدت زمان دوره مورد مطالعه (T) تقسیم بر تلفات بار پیک (kW_{pk}) تعریف می‌شود. باید توجه داشت که تلفات انرژی برای یک دوره مشخص، معمولاً به صورت مستقیم محاسبه نمی‌شود، بلکه از ضریب تلفات محاسبه شده بر مبنای پیک بار در آن دوره، برای این منظور استفاده می‌شود. ضریب تلفات می‌تواند بر اساس داده‌هایی که معمولاً در هر شبکه توزیع در دسترس است محاسبه گردد. این ضریب معمولاً برای هر نوع تجهیز و برای هر کلاس از ولتاژ محاسبه می‌گردد.

$$LSF = \frac{\sum_{n=1}^T kW_n^2}{kW_{pk}^2} \left(\frac{1}{T} \right) \quad (13-6)$$

که در این رابطه داریم :

LSF : ضریب تلفات

kW : بار برای هر ساعت

kWpk : پیک بار در دوره زمانی T

T : مدت دوره زمانی مورد مطالعه

رابطه مذکور برای محاسبه ضریب تلفات، به اطلاعات بار ساعتی نیاز دارد که ممکن است در دسترس نباشد. از این رو می توان از رابطه زیر و به کمک ضریب بار، به محاسبه ضریب تلفات پرداخت.

$$LSF = (LDF^2 \times K) + (LDF \times [1 - K]) \quad (14-6)$$

که در این رابطه داریم :

LSF : ضریب تلفات

LDF : ضریب بار

K : ضریب K عددی بین 0/7 تا 1 (برای ترانسفورماتورهای توزیع برابر با 0/85 و برای فیدرهای خانگی برابر با 0/9)

روش فوق در محاسبه ضریب تلفات به روش ضریب هابل موسوم است و K را ضریب هابل می نامند.

6-2-3-2- ترانسفورماتور پست

از آنجاییکه مقدار امپدانس ترانسفورماتورها حتی در صورت یکسان بودن اندازه، ظرفیت و یکسان بودن کارخانه تولید کننده، ممکن است با یکدیگر در رنج وسیعی متغیر باشد، از این رو برای ترانسفورماتورهای پست، می توان تلفات بی باری (NLL) را با استفاده از داده های تولیدکننده ترانس برای هر ترانسفورماتور به طور مجزا محاسبه نمود. شرکت های توزیع معمولاً داده های آزمایش هر ترانسفورماتور را از سازنده ترانسفورماتور تحویل گرفته و این اطلاعات را دارند. لازم به ذکر است که با توجه به اینکه تلفات بی باری با مجذور ولتاژ اعمالی به ترانس متناسب است، از این رو در محاسبه تلفات بی باری ترانسفورماتور، باید ولتاژ اعمالی ($V_{Applied}$) را جایگزین ولتاژ نامی ترانسفورماتور ($V_{Nameplate}$) در روابط محاسبه تلفات کرد. بعبارت بهتر داریم :

$$NLL = \frac{NLL_{Xfmr} \times kV_{Applied}^2}{kV_{Nameplate}^2} \text{ (kW)} \quad (15-6)$$

سپس تلفات بار پیک برای هر ترانسفورماتور مطابق رابطه زیر محاسبه می‌گردد.

$$LL_{Pk} = \frac{LL_{Xfmr} \times kV_{APk}^2}{kV_{Nameplate}^2} \text{ (kW)} \quad (16-6)$$

که در این رابطه داریم :

LL Pk : تلفات بار پیک ترانسفورماتور

LL Xfmr : تلفات بار ترانسفورماتور مستخرج از گزارش آزمایشات ترانسفورماتور

kVAPk : بار ترانسفورماتور در لحظه پیک بار

kVNameplate : ظرفیت نامی ترانسفورماتور

کل تلفات پیک ترانسفورماتور مطابق رابطه زیر، با افزودن تلفات بی‌باری و بارداری ترانسفورماتور در شرایط بهره‌برداری در پیک بار به‌دست می‌آید.

$$LSPk = \sum_{n=1}^N (LL_{Pk_n} + NLL_n) \text{ (kW)} \quad (17-6)$$

که در این رابطه داریم :

LL Pk : تلفات کل ترانسفورماتور در پیک بار

NLL : تلفات بی‌باری ترانسفورماتور

LS Pk : تلفات بارداری ترانسفورماتور در بار پیک

n : شماره ترانسفورماتور

تلفات انرژی کل ترانسفورماتور مطابق رابطه زیر می‌تواند با استفاده از داده‌های بار ساعتی محاسبه گردد.

$$LS_{Energy} = \sum_{n=1}^N \sum_{h=1}^T LL_{HrLd}(h)_n + NLL_n \times T \text{ (kWh)} \quad (18-6)$$

که در این رابطه داریم :

LS_{Energy} : کل تلفات انرژی ترانسفورماتور

LL_{HrLd} : تلفات بار ترانس برای هر ساعت از بهره‌برداری ترانس

h : ساعت

n : شمارنده ترانس

T : کل زمان مورد مطالعه بر حسب ساعت (8760 برای یک سال)

رابطه دیگر برای محاسبه تلفات انرژی کل ترانسفورماتور نیز مطابق رابطه زیر است که در آن، تلفات بار پیک در ضریب تلفات ضرب شده است و سپس با تلفات بی باری ترانسفورماتور جمع شده و نهایتاً در مدت زمان دوره مورد مطالعه، ضرب شده است.

$$LS_{Energy} = \sum_{n=1}^N (LL_{Pk}_n \times LSF_{Xfmr}_n + NLL_n) \times T \text{ (kWh)} \quad (19-6)$$

که در این رابطه داریم :

LS_{Energy} : کل تلفات انرژی ترانسفورماتور

LL_{pk} : تلفات پیک ترانسفورماتور در شرایط غیر از پیک شبکه

LSF_{Xfmr} : ضریب تلفات هر ترانسفورماتور

NLL : تلفات بی باری ترانسفورماتور

3-2-3-6- فیدرهای اولیه

شبیه‌سازی‌های کامپیوتری می‌تواند روی مدل مداری فیدرهای شبکه در دو وضعیت 1- بارگذاری فیدر در شرایط پیک بار شبکه و 2- بارگذاری پیک بار فیدر در وضعیت غیر از پیک بار شبکه اجرا گردد. تلفات در وضعیت اول برای هر فیدر، با تحلیل پخش بار برای هر فیدر در حالی که شبکه تحت بارگذاری پیک است، محاسبه می‌گردد. تلفات انرژی

می‌تواند با تعیین میزان تلفات هر فیدر در هر ساعت یا با استفاده از تلفات فیدر در پیک خودش (که لزوماً با پیک بار شبکه یکسان نیست) ضربدر ضریب تلفات آن فیدر محاسبه گردد. برای کابل‌های زیرزمینی، تلفات دی‌الکتریک نیز وجود دارد. در حالیکه از پخش بار، تنها می‌توان تلفات اهمی را محاسبه نمود. از این‌رو تلفات دی‌الکتریک باید به نتیجه پخش بار در کابل‌های زیرزمینی اضافه گردد. رابطه زیر، روش اول در محاسبه تلفات فیدر را نشان می‌دهد.

$$LSP_k = \sum_{n=1}^N LnLS_n + LSUGC_n \text{ (kW)} \quad (20-6)$$

در این رابطه داریم:

LSP_k : تلفات فیدر در بارگذاری فیدر تحت شرایط پیک بار شبکه (نه لزوماً پیک بار فیدر)

$LnLS_n$: تلفات بخش n ام فیدر حاصل از تحلیل پخش بار

$LSUGC_n$: تلفات دی‌الکتریک کابل (بر حسب سایز و نوع کابل مشخص است)

تلفات انرژی نیز می‌تواند در هر بازه زمانی مشخص که در آن، داده‌های ضریب تلفات و تلفات فیدر برای آن بازه مشخص است، از ضرب زمان در تلفات توان برای آن بازه، محاسبه گردد.

روش دیگر در محاسبه تلفات فیدر اولیه، تحلیل مداری بعنوان نماینده فیدر و تعیین درصد تلفات برای هر نوع از مدارات موجود در شبکه است. سپس تلفات می‌تواند برای هر بخش از فیدر شبکه، با ضرب درصد تلفات محاسبه شده در کل تلفات فیدر به‌دست آید. مدارات نماینده، باید طوری انتخاب شوند که برای سطح ولتاژ متنوع و همچنین دارای انواع مشترکان (خانگی، تجاری، صنعتی، کشاورزی، شهری، روستایی و ...) باشد.

4-2-3-6- تجهیزات خط

تجهیزات خط در شبکه توزیع شامل تنظیم‌کننده‌های ولتاژ و برقگیرها می‌شود. تلفات برای تنظیم‌کننده‌های ولتاژ مشابه محاسبه تلفات برای ترانسفورماتورهای پست است. تلفات برقگیرهای اکسیدفلزی نیز می‌تواند برای هر کلاس از ولتاژ محاسبه گردد. جریان خزشی نوعی، کمتر از یک میلی‌آمپر بوده و در محدوده 0/5 تا 0/7 میلی‌آمپر است. تلفات برقگیرها فارغ از درصد بارگذاری شبکه، ثابت بوده و از رابطه زیر محاسبه می‌گردد.

$$Losses = \sum_{n=1}^n kV_{ln} \times 0.0006 \times Qty_n \times T \text{ (kWh)} \quad (21-6)$$

در این رابطه داریم :

n : شمارنده کلاس ولتاژ

kV_{ln} : ولتاژ فاز به نول

0/0006 : جریان خزشی برقگیر

Qty : کیفیت برقگیر

T : طول مدت بازه زمانی مورد مطالعه (8760 در یک سال)

6-3-2-5- ترانسفورماتور توزیع

خیلی از شرکت‌های توزیع، دارای سیستم مدیریت بار ترانسفورماتور¹ (TLM) هستند که شامل فهرستی از ظرفیت و سن ترانسفورماتورها است. معمولاً داده‌های تلفات مربوط به ترانسفورماتور که بعنوان مشخصات ترانسفورماتور از کارخانه سازنده صادر می‌شود، اگر در لیست TLM وارد نشده باشد، در دسترس نیست. آمار تلفات را می‌توان از ترانسفورماتورهای دارای سن و ظرفیت مشابه از کارخانه سازنده، گزارش آزمایشات و یا از اسناد و مدارک مختلف بدست آورد.

ترانسفورماتورها را می‌توان بر حسب سن و یا ظرفیت دسته‌بندی کرد. یک چالش مهم در محاسبه تلفات ترانس توزیع، اندازه‌گیری بارگذاری ترانس در وقوع بار پیک در شبکه توزیع است. برای این منظور می‌توان از سه روش بهره برد. یک روش، استفاده از مدل کامپیوتری ترانس با جزئیات بالا در نرم افزار مخصوص است که در آن، تلفات بار پیک ترانس بدست می‌آید. روش دیگر، تحت عنوان تحلیل در سطح فیدر شناخته می‌شود که در آن، بارگذاری ترانس در

¹ transformer load management

پیک بار، با استفاده از نسبت ترانس‌های متصل به فیدر به بار پیک فیدر بدست می‌آید. روش سوم، نمونه‌برداری از بار ترانس برای محاسبه درصد بار هر ترانس است.

تلفات بار پیک ترانس را می‌توان با گروه‌بندی سائز ترانس‌ها بر حسب کلاس مشترکین و تعداد مشترکین بدست آورد. برای این منظور در ابتدا، با استفاده از یکی از روش‌های مذکور، بارگذاری متوسط هر ترانس در شرایط بار پیک شبکه محاسبه شده و سپس، نسبت بارگذاری به مدل تلفات ترانسفورماتور توزیع اعمال می‌گردد. تلفات پیک بار ترانسفورماتور را می‌توان با رابطه زیر تخمین زد.

$$LL_{Pk} = \frac{LL_{Xfmr} \times kVA_{Pk}^2}{kVA_{Nameplate}^2} \text{ (kW)} \quad (22-6)$$

که در این رابطه داریم :

LL_{Pk} : تلفات پیک بار ترانسفورماتور توزیع در پیک بار شبکه

LL_{Xfmr} : تلفات بار متوسط برای ترانسفورماتور توزیع در گروه مشخص

kVA_{Pk} : بار ترانسفورماتور در لحظه پیک بار شبکه

$kVA_{nameplate}$: ظرفیت نامی ترانسفورماتور توزیع

از این رو به تبع رابطه فوق، می‌توان تلفات بی‌باری ترانسفورماتور توزیع را به صورت رابطه زیر بدست آورد. فقط در این رابطه، به جای استفاده از داده تلفات بی‌باری مشخص برای هر ترانس، از مقدار متوسط تلفات بی‌باری (NLL_{Xfmr}) برای ترانسفورماتورهای یک گروه استفاده شده است.

$$NLL = \left(\frac{NLL_{Xfmr} \times kV_{Applied}^2}{kV_{Nameplate}^2} \right) \text{ (kW)} \quad (23-6)$$

در نهایت تلفات کل ترانسفورماتور توزیع در پیک بارگذاری (LS_{Pk}) از جمع تلفات بی‌باری و بارگذاری ترانسفورماتور مطابق رابطه زیر بدست می‌آید.

$$LS_{Pk} = \sum_{n=1}^N (LL_{Pk_n} + NLL_n) \times N \text{ (kW)} \quad (24-6)$$

در این رابطه، N تعداد کل ترانسفورماتورهای داخل هر گروه است. در نهایت می‌توان تلفات کل انرژی ترانسفورماتورهای توزیع را از رابطه زیر محاسبه نمود که در این رابطه، تلفات بار پیک ترانسفورماتور با استفاده از ضریب تلفات (که قبلاً در ابتدای بخش معرفی گردید و بر حسب منحنی بار، در هر بازه مشخص از زمان محاسبه می‌شود) به تلفات ترانسفورماتور در بازه مورد نظر تبدیل شده و سپس ضمن جمع با تلفات بی‌باری، در مدت زمان بازه مورد مطالعه (T) ضرب می‌گردد.

$$LS_{Energy} = \sum_{n=1}^N (LLP_{k_n} \times LSF_{xfmr_n} + NLL_n) \times T \times N \text{ (kWh)} \quad (25-6)$$

در این رابطه داریم :

LS_{Energy} : کل تلفات انرژی ترانسفورماتور

LLP_k : تلفات پیک ترانسفورماتور

LSF_{xfmr} : ضریب تلفات ترانسفورماتور

NLL : تلفات بی‌باری ترانسفورماتور

T : مدت زمان بازه زمانی مورد مطالعه

N : تعداد کل ترانسفورماتورها در هر گروه

n : شمارنده ترانسفورماتور

6-2-3-6- شبکه ثانویه و خدمات

در محاسبه تلفات توان، منظور از شبکه ثانویه، بخش هادی‌های فشار ضعیف است که بیشتر از یک مشترک را تأمین می‌کنند. همچنین منظور از سیستم خدمات، هادی‌هایی است که تنها یک مشترک را تأمین می‌کنند. به صورت ایده‌آل، تلفات شبکه ثانویه و خدمات، با استفاده از مدل کامپیوتری پخش بار و همراه با محاسبات تلفات ترانسفورماتور و فیدر اولیه، بدست می‌آید. اما به علت اینکه بیشتر شبکه‌های توزیع، به مدل شبکه ثانویه و خدمات دسترسی ندارند، روش محاسبه تلفات این بخش مبتنی بر داده‌های حاصل از نمونه‌برداری، منحنی بار و معیارهای طراحی است. دقت روش به داده‌های در دسترس برای شرکت توزیع مورد نظر بستگی دارد. در حالت کلی، سیستم‌های ثانویه می‌توانند بر اساس معیارهای شباهت مرتبط با محاسبه تلفات (مثل سائز هادی، سن عایق، کلاس مشترکین،

هوایی بودن، زمینی بودن و سطح ولتاژ) گروه بندی شوند. داده‌های ثبت‌شده قدیمی و یا داده‌های حاصل از نمونه‌برداری در شبکه ثانویه، می‌تواند مبین خصوصیات الکتریکی نظیر سائز هادی (مقاومت)، بار (دامنه، ضریب بار و عدم تعادل)، ضریب تلفات، coincidence factors و diversity factors باشد. سپس تلفات را می‌توان از روابط زیر محاسبه نمود (تخمین زد).

$$LS_{Pk} = \sum_{n=1}^N \left(\frac{kW_{Pk_n} \times Cf}{V_n \times 1000} \right)^2 \times imbF \times Lavg_n \times R \times DF_n \times N \text{ (kW)} \quad (26-6)$$

$$LS_{Energy} = \sum_{n=1}^N \left(\frac{kW_{Pk_n}}{V_n \times 1000} \right)^2 \times imbF \times LsF \times Lavg_n \times R \times DF_n \times T \times N \text{ (kWh)} \quad (27-6)$$

که در این روابط داریم :

n : شمارنده دسته‌بندی مشترکین

Kw_{pk} : متوسط پیک بار

Cf : coincidence factors برای تبدیل متوسط بار پیک به بار سیستم در حین پیک شبکه

V : سطح ولتاژ خط به خط بر حسب ولت (برای مشترک سه فاز، 1/7321 ضریب ولتاژ خط)

imbF : ضریب عدم تعادل برای عدم تعادل فاز (برای شبکه متعادل برابر است با یک و با افزایش عدم تعادل، افزایش می‌یابد).

LsF : ضریب تلفات (که قبلاً تعریف شد)

Lavg : طول متوسط هادی بر حسب فیت

R : مقاومت هادی در هر فوت

DF : diversity factors یا coincidence factors (بستگی به تعداد مشترکین شبکه دارد)

Number of Customers	DF
1	1.00
2	0.90
3	0.83
4	0.78
5	0.75
>10	0.70

N : تعداد کل گروه‌بندی‌ها

T: مدت زمان مورد مطالعه (8760 ساعت در یک سال)

6-3-2-7-اندازه‌گیرها و سایر تجهیزات

تلفات تجهیزاتی که در سمت متعلق به شرکت توزیع از کنتور قرار دارند، در تلفات توزیع محاسبه می‌شود. این تجهیزات می‌توانند به‌طور مجزا برای پست و سیستم‌های توزیع آیت‌بندی شوند و شامل تجهیزاتی مانند PT، تجهیزات مخابراتی، برقگیر، راکتور موازی، یکسوکننده، اندازه‌گیرها، رگولاتورهای خط، رله‌های حفاظتی شبکه و بانک‌های خازنی هستند. تلفات هر تجهیز را می‌توان از دیتاشیت و یا پلاک آن تجهیز بدست آورد. برق مصرفی در پست‌ها بر حسب قوانین و آیین‌نامه‌های هر شرکت توزیع، ممکن است در آمار تلفات محسوب شود یا نشود. کنتورها دو نوع از تلفات را شامل می‌شوند. تلفات ناشی از عدم دقت و تلفات ناشی از مصرف داخلی. عدم دقت کنتورها متغیر است و به اندازه و انرژی عبوری از آن‌ها بستگی دارد. تلفات داخلی آنها ثابت بوده و بر حسب نوع کنتور (الکترونیکی یا الکترومکانیکی) تغییر می‌کند. تلفات برای بیشتر انواع تجهیزات مذکور ثابت فرض شده و از این‌رو، محاسبه تلفات برای آن‌ها ساده است. تلفات انرژی هر تجهیز نیز از رابطه زیر محاسبه می‌گردد.

$$Losses = \sum_{n=1}^N EquipmentLosses_n \times T \text{ (kWh)} \quad (28-6)$$

که

n: شمارنده نوع تجهیز

T: طول مدت زمان مورد مطالعه

6-3-2-8-بارهای فاقد کنتور

بارهای اندازه‌گیری نشده معمولاً شامل روشنایی معابر عمومی، چراغ‌های راهنما، چراغ‌های امنیتی و برق‌دزدی هستند. بر حسب قوانین و مقررات هر شرکت توزیع، ممکن است روشنایی عمومی و بارهای اندازه‌گیری نشده مشابه، جزو آمار تلفات محسوب نشود. از این‌رو وضعیت این مصارف باید به روشنی در آیین‌نامه‌های شرکت‌های توزیع مشخص شود. در صورتی که این مصارف جزو آمار تلفات محسوب شوند، مقدار انرژی آن‌ها را می‌توان به‌صورت

تخمینی بر حسب تعداد و نوع چراغ‌های موجود و با در نظر گیری مصرف ثابت در طول زمان مشخص (معمولاً ساعات شبانه) محاسبه نمود. در نهایت، برق دزدی از اختلاف تلفات کل (ناشی از اختلاف توان خریداری شده و فروخته شده) و تلفات فنی بدست می‌آید.

4-6- جمع‌بندی

در این فصل ضمن معرفی و بررسی راهکار مورد استفاده در شبکه توزیع کشور ایران برای ارزیابی تلفات، به ارائه راهکار پیشنهادی برای بهبود عملکرد شبکه‌های توزیع در زمینه ارزیابی تلفات شبکه توزیع پرداخته شد. مشاهده گردید که اساس راهکار مورد استفاده در ارزیابی تلفات در شبکه توزیع در ایران، بر مبنای مقایسه مقدار مطلوب هفت شاخص مختلف با مقدار اندازه‌گیری شده توسط معاونت هماهنگی توزیع توانیر از شرکت‌های توزیع مختلف حاصل می‌گردد و سیاست‌های تشویقی و تنبیهی به فراخور نتیجه ارزیابی هر شرکت توزیع اتخاذ می‌گردد. از طرفی مشاهده شد که راهکار تعیین میزان تلفات شبکه‌های توزیع در ایران، بر اساس روش اندازه‌گیری یا عبارت بهتر، اختلاف توان خریداری شده از شبکه بالادست و تون فروخته شده به مشترکین شبکه است. اما قبلاً عنوان گردید که اجرای دقیق این روش، نیازمند پایش پیوسته در بخش‌های مختلف شبکه توزیع به کمک کنتورهای هوشمند است که امکان آن در حال حاضر برای شبکه‌های توزیع در ایران وجود ندارد. از این رو برای پیشنهاد راهکار ارزیابی تلفات در شبکه توزیع ایران، پیشنهاد گردید که علاوه بر مکانیزم قبلی ارزیابی تلفات، به مقایسه مقدار مطلوب تلفات هر جزء از شبکه با مقدار واقعی آن در شرکت‌های توزیع مختلف نیز پرداخته شود تا ارزیابی به مراتب دقیق‌تر و شفاف‌تر اجرا شود. برای این منظور راهکاری جهت تعیین میزان تلفات شرکت‌های توزیع پیشنهاد داده شد. این راهکار مبتنی بر تکنیک محاسبه بود. جهت تعیین میزان تلفات در ایران، شرایط فعلی (عدم حضور پایش مستمر در بخش‌های مختلف شبکه) و محدودیت‌های راهکار قبلی (دقت و سرعت پایین و امکان خطا در محاسبات) در نظر گرفته شد و راهکار مورد استفاده در ایالت نیویورک آمریکا برای ایران توسعه داده شد. اساس راهکار پیشنهادی، محاسبه تلفات بار پیک برای تک‌تک اجزای شبکه و سپس محاسبه تلفات به کمک ضریب بار و ضریب تلفات به تفکیک اجزای شبکه است. جزئیات مدلسازی برای هر جزء از شبکه به تفصیل ارائه گردید و روابط توسعه داده شد. به این ترتیب، تنها کافی است که هر جزء از شبکه را برای

یکبار در محیط نرم‌افزار پخش بار مدل‌سازی نمود و سپس با در اختیار داشتن منحنی ضریب بار، می‌توان تلفات را برای شبکه محاسبه نمود.

فصل هفتم

نتیجه‌گیری

در این گزارش، به معرفی راهکارهای ارزیابی¹ تلفات در کشورهای مختلف و مرور راهکارهای ارائه شده در مراجع و ادبیات تحقیق پرداخته شد. بر اساس تعاریف شرکت‌های توزیع انرژی الکتریکی، تلفات به میزان انرژی اطلاق می‌شود که به شبکه توزیع وارد شده، اما برای شرکت‌های توزیع، مابه‌ازای مالی ندارد. این تلفات می‌تواند در حالت کلی به دو جزء تلفات فنی و تلفات غیرفنی تقسیم‌بندی شود. منظور از تلفات فنی، مصرف ذاتی شبکه‌های توزیع در تأمین بار مشترکین است. در طرف مقابل، تلفات غیرفنی قرار دارد که در بیشتر مواقع بعنوان برق دزدی قلمداد می‌شود، اما شامل موارد دیگری نظیر خطاهای انسانی در کنتورخوانی و انتقال اطلاعات مصرف مشترکین، خطای دستگاه‌های اندازه‌گیری و بارهای اندازه‌گیری نشده مانند روشنایی عمومی و یا کیوسک‌های پلیس‌های راهنمایی و رانندگی و ... نیز می‌شود. مشاهده گردید که اولین گام در فرایند ارزیابی تلفات، تعیین به میزان تلفات است که برای این منظور در شرکت‌های توزیع مختلف یا در مستندات تحقیق، سه راهکار اندازه‌گیری²، محاسبه³ و تخمین⁴ تلفات مورد استفاده قرار گرفته بود.

¹ Evaluation

² Measurement

³ Calculation

⁴ Estimation

همانطور که مشاهده گردید، راهکار عمومی همه کشورها در تعیین میزان تلفات، شامل اندازه‌گیری تلفات مبتنی بر اختلاف توان خریداری شده از بازار انرژی و توان فروخته شده به مشترک است. اما این آمار شامل تلفات کل انرژی الکتریکی (مجموع تلفات فنی و غیرفنی) است. از طرف دیگر، در برخی از کشورها مثل ایالت نیویورک آمریکا، محاسبه و تخمین تلفات نیز بعنوان راهکار تعیین میزان تلفات مورد استفاده قرار گرفت.

برای ارائه راهکارهای مختلف ارزیابی تلفات در کشورهای مختلف، پنج کشور انتخاب شد و مورد مطالعه قرار گرفت. معیار انتخاب کشورهای مختلف برای بررسی روش‌های ارزیابی تلفات، نوع ساختار و تشکیلات سازمانی آن‌ها در حوزه انرژی برق (اعم از دولتی، خصوصی)، میزان توسعه‌یافتگی (توسعه یافته یا در حال توسعه)، میزان تلفات کشورها و همچنین در دسترس بودن اسناد و گزارشات مربوط به موضوع تحقیق در هر کشور بود. برای این منظور کشورهای انگلیس (خصوصی و توسعه یافته)، اروپای شمالی (خصوصی و توسعه یافته)، ایالت نیویورک کشور آمریکا (خصوصی و توسعه یافته)، ترکیه (خصوصی و در حال توسعه) و هند (دولتی و در حال توسعه) انتخاب شدند و نحوه ارزیابی تلفات در این کشورها گزارش گردید. مشاهده شد که در کشورهای اروپای شمالی و انگلیس، سطح استاندارد برای ارزیابی تلفات وجود ندارد و فقط در انگلیس بر اساس مکانیزم پاداش/جریمه، هر شرکت توزیع با عملکرد سال قبل خود مقایسه شده و مشمول پاداش یا جریمه می‌شود. در این میان، کشورهای ایالت نیویورک آمریکا، ترکیه و هند، دارای سطح مطلوبی برای ارزیابی تلفات بودند. همچنین نشان داده شد که کشور انگلیس با اندازه‌گیری مصارف عمده شبکه توزیع به کمک کنتورهای هوشمند در هر 30 دقیقه یکبار و با تخمین مصارف جزئی خانگی، قادر است تلفات شبکه را لحظه به لحظه اندازه‌گیری کند درحالی‌که در کنار این روش، از تخمین تلفات نیز برای تعیین تلفات استفاده می‌کند. کشورهای حوزه اروپای شمالی تلفات را صرفاً از روش اندازه‌گیری تعیین می‌کنند. کشور ایالت نیویورک آمریکا از هر سه روش و کشور هند از دو روش اندازه‌گیری و تخمین برای تعیین تلفات استفاده می‌کند. این درحالی است که تلفات در کشور ترکیه، صرفاً بر اساس اندازه‌گیری به دست می‌آید.

راهکارهای تعیین میزان تلفات در مقالات و ادبیات تحقیق نیز در فصل سوم مورد مطالعه و تحقیق قرار گرفت. عموم این راهکارها روی تلفات فنی متمرکز بودند. مجموعه راهکارهای تعیین میزان تلفات در مقالات نیز به سه گروه روش‌های اندازه‌گیری، روش‌های محاسبه و روش‌های تخمین تقسیم بندی شدند و محدودیت‌ها و زیرساخت‌های لازم

برای اجرای هر راهکار نیز در فصل‌های چهارم و پنجم بررسی گردید. اشاره گردید که بهره‌گیری از کنتورهای هوشمند، به عنوان یکی از دقیق‌ترین راهکارها در این حوزه مطرح است. اما بالا بودن هزینه پیاده‌سازی آن‌ها یکی از محدودیت‌های جدی در توسعه آن‌ها به‌شمار می‌رود. از طرف دیگر، استفاده از نرم‌افزارهای مدلسازی بعنوان راهکارهای توسعه یافته در محاسبه تلفات قلمداد شد که می‌تواند با مدلسازی دقیق اجزای شبکه، تلفات را به صورت تئوری محاسبه کند. اما عیب این روش نیز، عدم وجود اطلاعات دقیق از اجزای شبکه بود. در این میان، مجموعه راهکارهای ابتکاری برای تخمین تلفات ارائه گردید که قادرند با اندک اطلاعات موجود از شبکه و با مشابهت‌یابی فیدرهای شبکه توزیع مورد مطالعه با فیدرهای استاندارد، تلفات را تخمین‌زده و یا در برخی روش‌های دیگر محاسبه کنند. اما دقت این روش‌ها پایین بوده و چندان جنبه عملی ندارند.

در نهایت با مطالعه روش‌های فعلی در ارزیابی تلفات در شرکت‌های توزیع ایران و همچنین مطالعه روش ارزیابی کاهش تلفات در ایران که مبتنی بر مطالعه و مقایسه هفت شاخص مختلف بودند، به پیشنهاد و توسعه راهکار اولیه جهت ارزیابی تلفات برای ایران پرداخته شد. مشاهده شد که راهکار فعلی در تعیین میزان تلفات در ایران مبتنی بر راهکار اندازه‌گیری است که مجموع تلفات فنی و غیرفنی را در اختیار می‌گذارد. از طرفی محدودیت‌های زیرساختی در ایران مانع از پایش مستمر شبکه بوده و در نتیجه، دقت اطلاعات تلفات با روش اندازه‌گیری پایین است. از این‌رو راهکار پیشنهادی در این تحقیق برای ارزیابی تلفات در کشور ایران، شامل اصلاح روش تعیین میزان تلفات و ملاک‌قرار دادن روش محاسبه تلفات تک‌تک اجزای شبکه در ارزیابی تلفات در شرکت‌های توزیع برق در ایران بود. راهکار پیشنهادی برای تعیین میزان تلفات، برگرفته از راهکار مورد استفاده در ایالت نیویورک آمریکا بود و روابط پیشنهادی، با جزئیات برای تک‌تک اجزای شبکه توسعه داده شد. یکی از عمده مزایای این راهکار، تعیین تلفات فنی است که در کنار روش اندازه‌گیری، می‌تواند تلفات غیرفنی شبکه را نیز تعیین کند. سایر مزایای راهکار پیشنهادی، دقت بالا، سرعت مناسب و همچنین تفکیک شبکه به اجزا و بخش‌های مختلف و محاسبه تلفات هر جزء از شبکه است و از این‌رو، علاوه بر استفاده از آن در ارزیابی تلفات، می‌تواند بعنوان چشم‌اندازی برای توسعه راهکارها و سیاست‌های کاهش تلفات نیز مطرح شود.

مراجع

- [1] <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-distribution-losses-consultation-document>
- [2] Sultana, U., Khairuddin, A. B., Aman, M. M., Mokhtar, A. S., & Zareen, N. (2016). A review of optimum DG placement based on minimization of power losses and voltage stability enhancement of distribution system. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 63, 363-378.
- [3] Ljungberg, L. (2006). Loss variation calculations in distribution grids.
- [4] Energy, E. (2009). Distribution loss factor calculation methodology.
- [5] T. Short, and T. Swayne, "Assessment of transmission and distribution losses in New York State," SAIC Energy, Environment and Infrastructure, LLC, Hendersonville, 2012.
- [6] I. 1459, "IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions
- [7] ABB, "Loss report".

[8] م. ه. ت. ش. توانیر، دستورالعمل اجزایی مقابله با اتصالات سست در حوزه بهره برداری با استفاده از گرمانگاری.”

[9] م. ه. ت. ش. توانیر، دستورالعمل مدیریت هرس درختان در حریم شبکه‌های توزیع نیروی برق.”

[10] م. ه. ت. ش. توانیر، دستورالعمل میریت بار پستها و فیدرهای فشار ضعیف در شبکه‌های توزیع نیروی برق، 1395.

[11] م. ه. ت. ش. توانیر، متعادل نمودن بار فازها در شبکه‌های توزیع، 1388.

[12] م. ه. ت. ش. توانیر، دستورالعمل نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات، 1394.

[13] Ofgem, Electricity distribution losses, A consultation document, 2003.

[14] Ofgem, “electricity distribution systems losses -Non technical overview,” 2009.

[15] V. Kulkarni, and P. Katti, “Estimation of Distribution Transformer Losses in FeederCircuit,” International Journal of Computer and Electrical Engineering, vol. 3, no. 5, pp. 659, 2011.

[16] D. Suriyamongkol, “Non-technical losses in electrical power systems,” Ohio University, 2002.

[17] T. Short, and T. Swayne, “Assessment of transmission and distribution losses in New York State,” SAIC Energy, Environment and Infrastructure, LLC, Hendersonville, 2012.

[18] G. d. R. de Energía, and G. de Europa, “Treatment of losses by network operators (ERGEG Position Conclusions Paper),” Bruselas: Autor, 2009.

[19] م. ع. ح. ر. مشهدی، “تخمین بار در فیدرهای توزیع مشاهده ناپذیر جهت برآورد تلفات غیر فنی به کمک اطلاعات ماهانه مصرفی و تخمین حالت،” دومین کنفرانس منطقه ای سیرد، 1392.

[20] “یک برق، هفته نامه داخلی شرکت توانیر،” 1396.

[21] <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-distribution-systems-losses-non-technical-overview>.

-
- [22] <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/gb-electricity-distribution-network>
- [23] https://www.ceer.eu/public_hearing//document_library_display/0Yct38aFmBGl/view_file/6090059
- [24] de Energía, G. D. R., & de Europa, G. (2009). Treatment of losses by network operators (EREGG Position Conclusions Paper). Bruselas: Autor.
- [25] Selonen, T. (2010). Customer interface of distribution system operator in the Nordic electricity market. Tampere University of Technology.
- [26] "گزارش پنجم: بررسی بازار خرده فروشی نوردیک"، آزمایشگاه پژوهشی سیستم‌های انتقال و توزیع برق دانشگاه تربیت مدرس.
- [27] Assessment of Transmission and Distribution Losses in New York. EPRI, Palo Alto, CA: 2012. PID071178 (NYSERDA 15464).
- [28] Electric Power Industry Overview 2007, <https://www.eia.gov/electricity/archive/primer/>
- [29] www.publicpower.org/files/pdfs/uselectricutilityindustrystatistics.pdf
- [30] Electricity Restructuring in the united states, www.econ.com/USRestructuring1998.pdf
- [31] https://en.wikipedia.org/wiki/Xcel_Energy
- [32] https://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_distribution_companies_by_country
- [33] [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/0-523-554?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/0-523-554?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1)
- [34] Erdogdu, E. (2009). Some thoughts on the Turkish electricity distribution industry. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13(6), 1485-1494.
- [35] Onat, N. E. V. Z. A. T. (2010). Transmission and distribution losses of Turkey's power system. In WSEAS International Conference on Energy Planning, Energy Saving, Environmental Education.
- [36] <http://www.emra.org.tr/en/home>
- [37] <https://erranet.org/member-activities/member-to-member-projects/>
- [38] Khanna, A. (2014). More power to India: The challenge of electricity distribution.
- [39] <http://indianpowersector.com/home/electricity-board/electricity-distribution/>
- [40] https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUEwi7u_UsdDYAhUHDMAKHAA0A6AQFggnMAA&url=http%3A%2F%2F

www.mercindia.org.in%2Fpdf%2FOrder252058%252042%2FFinal_Report_.pdf&usg=AOvVaw2JvAkJG8RvhXQJVJ9fkb1G

<http://barghnews.com/fa/news/27173> [41]

[42] دستورالعمل تعیین مستمر تلفات انرژی، شرکت توانیر، معاونت هماهنگی توزیع، 1384

[43] گزارش نهایی پروژه اندازه‌گیری، بررسی و مقایسه انرژی الکتریکی در بلوک‌های مختلف مصرف، شرکت

متن، سال 1385، کارفرما: شرکت توزیع نیروی برق شمالغرب تهران

[44] approach to the technical losses calculation-19th international conference on electricity, cired, 2007-lujan ruiz diaz.

[45] energy losses management-19th international conference on electricity , cired , 2007 - Claudio guidi, Jorge Garcia.

[46] the use of amr system for the purpose of measure and separate the parts of distribution networks losses-19th international conference on electricity , cired , 2007-mohammad rahmanpouri.

[47] energy loss computation by using statistical techniques , IEEE transaction on power delivery- 1990- a.l.shenkman.

[48] varianced based energy loss computation in low voltage distribution networks , IEEE transaction on power delivery , 2007 , obrad m . mikic.

[49] approximating the system losses equation , IEEE transaction on power systems , 1989 , mw . Gustafson.

[50] transmission loss evaluation for electric systems , IEEE transaction on power systems , 1988 , , mw . Gustafson ,

[51] the equivalent hours loss factor revisited , IEEE transaction on power systems , 1988 , mw . Gustafson.

[52] distribution system losses calculation by percent loading , IEEE transaction on power systems , 1989 , david l . flaten.

[53] the loss that is unknown is no loss at all: a top-down/ bottom-up approach for estimating distribution losses- IEEE transaction on power systems , 2005 , carlos dortolina.

[54] energy loss estimation in distribution feeders , IEEE transaction on power delivery , 2006 , p.s.nagendra rao.

[55] کاربرد تخمین بار پست‌های توزیع در ارزیابی تلفات ترانسفورماتورها و فیدرهای فشار متوسط توزیع ، مریم

رمضانی ، حمید فلقی، محمود رضا حقی فام ، دانشگاه تربیت مدرس

[56] develop and application of network real time theoretical line loss calculation and analysis system , 19th international conference on electricity,cired,2007 , zhumei miao.

[57] energy summation method for energy loss computation in radial distribution networks , IEEE transaction on power systems , 1996 , rubin taleski.

[58] voltage correction power flow "IEEE transaction on pwr ,1994,d.rajicic.

[59] راه کارهای راهبردی کاهش تلفات در شبکه‌های برق کشور، ابراهیم نمازی، وزارت نیرو، سازمان بهره‌وری

انرژی ایران (سابا).