

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ 6. ULUSAL KONGRESİ

11 -17 Eylül 1995
BURSA



TMMOB
ELEKTRİK MÜHENDİSLERİ ODASI



ULUDAĞ ÜNİVERSİTESİ
MÜHENDİSLİK MİMARLIK FAKÜLTESİ
ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ BÖLÜMÜ



TÜBİTAK

ISBN : 975 - 395 - 154 - X

Baskı :

KARE AJANS & MATBAACILIK

Litrosyolu, 2. Matbaacılar Sanayi Sitesi

C Blok No : 4 NC 25 Topkapı - İstanbul

Tel: (0212) 544 09 79-544 92 85

Ö N S Ö Z

TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası, Uludağ Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Elektronik Mühendisliği Bölümü ve TÜBİTAK'ın işbirliği ile 11-17 Eylül 1995 tarihleri arasında düzenlenen Elektrik Mühendisliği 6.Ulusal Kongresine hoşgeldiniz.

Hazırlık çalışmaları yaklaşık bir yıl önce başlayan Kongre'ye, Üniversitelerimiz, araştırma ve endüstri kurumlarında çalışan meslektaşlarımız büyük ilgi göstermiş ve toplam 450 civarında bildiri başvurusu olmuştur.

Aydınlatma Tekniği, Ar-Ge ve Teknoloji Üretimi, Bilgisayar ve Kontrol, Devreler ve Sistemler, Elektronik, Elektromagnetik Alanlar ve Mikrodalga Tekniği, Elektrik Makinaları, Elektrik Enerji Üretimi ve Dağıtımı, Eğitim, Güç Elektroniği, Haberleşme Tekniği ve Sistemleri, Ölçme Tekniği, Tıp Elektroniği ve Yüksek Gerilim Tekniği konularına göre ayrılan bildirimler, yürütme kurulunca belirlenen değerlendirme kuralları çerçevesinde uzmanlarca değerlendirilerek, yaklaşık 300 kadarının oturumlarda sunulması uygun bulunmuştur.

Üç Ayrı ciltte toplanan bildirimlerin, Aydınlatma Tekniği, Enerji Üretim, İletim ve Dağıtımı, Yüksek Gerilim Tekniği, Güç Elektroniği, Elektrik Makinaları birinci ciltte, Elektronik, Elektromagnetik Alanlar ve Mikrodalga Tekniği, Haberleşme Tekniği ve Sistemleri, Ölçme Tekniği, Tıp Elektroniği ikinci ciltte, Bilgisayar ve Kontrol, Eğitim ve diğerleri üçüncü ciltte yer almıştır.

EMO ve Üniversitelerin temsilcilerinin yanısıra kamu ve özel sektör temsilcilerinin de yer aldığı Kongre Danışma Kurulu'nca belirlenen görüşler çerçevesinde, Elektrik-Elektronik Mühendisliği ni ilgilendiren çeşitli konularda paneller ve çağrılı bildirimler de düzenlenmiş bulunmaktadır.

Türkiye'de Elektrik-Elektronik Sanayinin Konumu, AB İle Bütünleşmesi ve Perspektifler, Elektrik-Elektronik Mühendisliğinde Eğitim, Altyapı Hizmetleri Özelleştirme ve Düzenleyici Erk, Türkiye'nin Elektrik Enerji Sisteminde Yapısal Değişiklikler ve Politikalar konulu paneller ve Bilgi Çağının Anahtar Teknolojisi; Mikroelektronik, Mikrodalga Enerjisinin Endüstriyel Uygulamaları, Bilgi Toplumu ve İnternet, Elektrik-Elektronik sanayinin Gelişiminde Ar-Ge'nin Önemi, Nükleer Güç Santrallerinin İşletmesindeki Teknik Sorunlar ve Çevre Konulu çağrılı bildirimlerle konuların tartışılacağı, bilimsel yaklaşımlarla çözüm ve önerilen geliştirileceği, ilgili kurum ve kuruluşlara önemli katkılar sağlayacağı inancındayız.

Kongrede çağrılı bildiri ve panellere katılarak değerli katkılarda bulunacak değerli bilim adamları ile özel ve kamu kuruluş yetkililerine sonsuz teşekkürlerimi sunuyorum.

Bugüne kadar iki yılda bir düzenli olarak yapılan, bilimsel niteliği ve katılımı giderek artan Elektrik Mühendisliği Ulusal Kongresi, Ülkemizde yapılan bilimsel ve teknolojik çalışmaların nitel ve nicel özelliklerini yansıtmaları bakımından önem arz etmektedir. -

Kongrenin, izleyiciler ve delegeler için başarılı olmasını, ülkemizin bilimsel ve teknolojik çalışmalarına yön ve ivme vermesini diliyorum, hazırlık çalışmalarımıza özenle katkı sağlayan değerli TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Yönetim Kuruluna, Elektrik Mühendisleri Odası Bursa Şubesi Yönetim Kuruluna ve Çalışanlarına, Bilim Kurulu, Danışma Kurulu, Yürütme Kurulu ve Sosyal İlişkiler Komisyonu üyeleri ile emeği geçen tüm arkadaşlarımıza destek ve katkıları için teşekkür ediyorum.

Prof. Dr. Ali OKTAY
Yürütme Kurulu Başkanı

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ 6. ULUSAL KONGRESİ

YÜRÜTME KURULU

Prof. Dr.Ali OKTAY	(U.Ü. - Başkan)
Prof. Dr.Ahmet DERViŞOĞLU	(İTÜ)
Prof.Dr.R.Nejat TUNCAY	(İTÜ)
Teoman ALPTÜRK	(EMO Başkanı)
Faruk KOÇ	(EMO Bursa Şube Başkanı)
Haluk ZONTUL	(EMO Yön.Kur. Üyesi)
Ömer ADIŞEN	(U.Ü.)
EmirBİRGÜN	(EMO-Bursa Şube Yön.Kur.Yazman Üyesi)
Sevim ÖZAK	(EMO-Bursa Şube Yön.Kur. Üyesi)
Yakup ÜNLER	(EMO-Bursa Şubesi)
Osman AKIN	(EMO-Bursa Şubesi)
H.İbrahim BAKAR	(EMO-Bursa Şubesi)

TMMOB ELEKTRİK MÜHENDİSLERİ ODASI BURSA ŞUBESİ YÖNETİM KURULU

Başkan	: Faruk KOÇ
Başkan Yrd.	: İsmail Yalçın AKTAŞ
Yazman	: Emir BİRGÜN
Sayman	: Bahri KAVILCIOĞLU
Üye	: Sevim ÖZAK
Üye	: Tuncay HIZLIOĞLU
Üye	: Cem ÖZKAN

TMMOB ELEKTRİK MÜHENDİSLERİ ODASI BURSA ŞUBE GÖREVLİLERİ

Kemal ERTUĞRAN	: Kongre-Fuar Sorumlu Mühendisi
Kemal KARAKAŞ	: Proje Denetim ve Test Mühendisi
Raziye BEĞEN	: Sekreteryaya Sorumlusu
Meliha DEMİR	: Muhasebe Görevlisi
Hüseyin GÖK	: Şube Görevlisi

SOSYAL ETKİNLİKLER KOMİSYONU

İnci BECEREN	Gülsemin GÜNEŞ
Sabiha CESUR	Muvaffak KARAHAN
Bekir DAĞLAROĞLU	Önder SERHATLI

BİLİMSEL DEĞERLENDİRME KURULU

- AKÇAKAYA Ergül, Prof. Dr. (İTÜ)
- AKPINAR Sefa, Prof.Dr. (KTÜ)
- ANDAY Fuat, Prof.Dr.(İTÜ)
- ATAMAN Atilla, Prof.Dr. (YTÜ)
- AYGÖLÜ Ümit, Prof.Dr.(İTÜ)
- AŞKAR Murat, Prof. Dr. (ODTÜ)
- BAYRAKÇI H.Ergün, Prof.Dr.(UÜ)
- BURŞUK A.Fahri, Prof.Dr. (İÜ)
- BİR Atilla, Prof. Dr. (İTÜ)
- CANATAN Fatih, Prof.Dr.(ODTÜ)
- CERİD Ömer, Prof.Dr.(BÜ)
- ÇETİN İlhami, Prof.Dr.(İTÜ)
- ÇİFTÇİOĞLU Özer, Prof.Dr. (İTÜ)
- DALFEŞ Abdi, Prof.(İTÜ)
- DEMİRÖREN Ayşen, Yrd.Doç.Dr.(İTÜ)
- DERVİŞOĞLU Ahmet, Prof. Dr. (İTÜ)
- ERTAN H.Bülent, Prof.Dr.(ODTÜ)
- ERTAŞ Arif, Prof. Dr.(ODTÜ)
- ERİMEZ Enise, Prof.Dr. (İTÜ)
- FADIL Salih, Yrd.Doç.Dr.(OÜ)
- GÖKMEN Muhittin, Prof.Dr. (İTÜ)
- GÖNÜLEREN Ali Nur, Prof.Dr.(İTÜ)
- GÜLGÜN Remzi, Prof.Dr.(YTÜ)
- GÜNAN Hasan, Prof.Dr.(ODTÜ)
- GÜNEŞ Filiz, Prof.Dr.(YTÜ)
- GÜRLEYEN Fuat, Doç.Dr.(İTÜ)
- GÜVEN Nezih, Doç.Dr.(ODTÜ)
- GÜZELBEYOĞLU Nurdan, Prof. Dr.(İTÜ)
- HARMANCI A.Emre, Prof.Dr. (İTÜ)
- İDEMEN Mithat, Prof.Dr. (İTÜ)
- İDER Y.Ziya, Prof.Dr. (ODTÜ)
- İNAN Kemal, Prof.Dr.(ODTÜ)
- KALENDERLİ Özcan, Yrd.Doç.Dr.(İTÜ)
- KASAPOĞLU Asım, Prof. Dr.(YTÜ)
- KAYMAZ Adnan, Doç.Dr.(İTÜ)
- KORÜREK Mehmet, Doç.Dr.(İTÜ)
- KUNTMAN H.Hakan, Prof.Dr.(İTÜ)
- LEBLEBİCİOĞLU Kemal, Prof.Dr. (ODTÜ)
- MERGEN Faik, Prof.Dr. (İTÜ)
- MORGÜL Avni, Prof.Dr.(BÜ)
- OKTAY Ali, Prof.Dr.(UÜ)
- ONAYGİL Sermin, Doç.Dr.(İTÜ)
- ÖNBİLGİN Güven, Prof.Dr.(19 MAYIS Ü)
- ÖZAY Nevzat, Prof. Dr.(ODTÜ)
- ÖZDEMİR Aydoğan, Doç.Dr.(İTÜ)
- ÖZKAN Yılmaz, Prof.Dr.(İTÜ)
- ÖZMEHMET Kemal, Prof.Dr.(9 EYLÜL Ü)
- PANAYIRCI Erdal, Prof.Dr. (İTÜ)
- RUMELİ Ahmet, Prof.Dr.(ODTÜ)
- SANKUR Bülent, Prof.Dr.(BÜ)
- SARIKAYALAR Şefik, Prof.(YTÜ)
- SEVAİOĞLU Osman, Prof.Dr.(ODTÜ)
- SEVERCAN Mete, Prof.Dr. (ODTÜ)
- SOYSAL A.Oğuz, Prof. Dr.(İÜ)
- ŞEKER Selim, Prof. Dr. (BÜ)
- TACER Emin, Prof.Dr.(İTÜ)
- TANIK Yalçın, Prof.Dr.(ODTÜ)
- TARKAN Nesrin, Prof.Dr.(İTÜ)
- TOPUZ Ercan, Prof.Dr.(İTÜ)
- TUNCAY R.Nejat, Prof.Dr. (İTÜ)
- TÜRELİ Ayhan, Prof.Dr.(ODTÜ)
- ÜÇOLUK Metin, Prof.Dr.(İTÜ)
- YAZGAN Erdem, Prof.Dr.(HÜ)
- YÜCEL Metin, Prof. (YTÜ)
- YÜKSEL Önder, Prof.Dr.(ODTÜ)
- YÜKSELER Nusret, Prof.Dr.(İTÜ)

DANIŞMA KURULU

- AKÇAKAYA Ergül (Prof.Dr.-İTÜ)
- AKKAŞLI Nevzat
- ALADAĞLI Tunç (Nergis A.Ş.)
- ALGÜADİŞ Selim (EKA)
- ARABUL Hüseyin (EMSAD)
- ARGUN Tanju (TESİD)
- ATAL! İbrahim (EMO Adana Şube)
- ATEŞ Mustafa (TEDAŞ)
- AVC! M.Naci (Organize Sanayi Bölgesi)
- BAYKAL Faruk (Nilüfer Belediye Başkanı)
- BERKOĞLU ismail (PTT Bölge Başmüdürü)
- BOZKURT Yusuf (MEES)
- BİRAN D Tuncay (ODTÜ)
- CAN ER Süleyman (Çanakkale Seramik)
- CEYHAN Mümin
- CEYLAN Arif
- ÇALIM Yavuz (TEAŞ Müessese Müdürü)
- DRAMA Mehmet (TEDAŞ)
- DURGUT Metin (EMO Merkez)
- GÖREN Sunay (Siemens)
- HARMANCI Emre (Prof.Dr.-İTÜ)
- ISPALAR Ayhan (EMKO)
- KAYA Ersin (Kaynak Dergisi)
- KAŞIKÇI İsmail (Almanya)
- KIRBYIK Mehmet (Prof.Dr.-U.Ü.Müh.Mim.Fak.Dekani)
- KUZUCU Mehmet (TOFAŞ İlk.Eln.Tesis Servis Şefi)
- MUTAF M.Macit (EMO İzmir Şube)
- OKAT ismail (TEDAŞ Bursa Müessese Müdürü)
- OKUMUŞ Necati(TEDAŞ)
- OKYAY Nursel (TEDAŞ)
- ÖZMEHMET Kemal (Prof.Dr.-9 Eylül)
- ÖNBİLGİN Güven (Prof.Dr.-19 Mayıs Ü.)
- PUCULAOĞLU Mustafa (EMO Merkez)
- RAŞİTOĞLU Mithat (TEDAŞ)
- SÖNMEZ Ali Osman (Ticaret ve Sanayi Odası Başkanı)
- TERZİOĞLU Tosun(TÜBİTAK)
- YAZICI Ali Nihat (EMO Merkez)
- YEŞİL Hüseyin (EMO İstanbul Şube)
- YÜCEL Behçet
- YÜKSELER H.Nusret (Prof.Dr.-İTÜ)
- YURTMAN Naşit (Oyak Renault Fab.Teknik Servis Bakım Müdürü)
- YİĞİT Ali (EMO Ankara Şube)
- ZÜMBÜL İsmail

AYDINLATMA TEKNİĞİ KONU YELPAZESİNE BİR BAKIŞ

Dilek Enarun

İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü
Gümüşsüyü, 80191 İstanbul

Özet

Son dönemlerde, en azından üniversite çevresinde akça karşılaşılan aydınlatma tekniği kavramının ne olduğu sorusuna bir açıklık getirebilmek amacıyla bu çalışmada, *QE* nin bölümleri ve bu bölümleri oluşturan teknik komitelerin çalışma konuları aracılığı ile bugünkü aydınlatma tekniği konu yelpazesi açıklanacak ve ülkemizdeki genel aydınlatma tekniği kavramları ile karşılaştırılacaktır.

1. Giriş

Son yıllarda özellikle hem teknolojik hem ekonomik açıdan daha verimli yeni ışık kaynaklarının ortaya çıkması, refah seviyesinin yükselmesi ile konfor gereksiniminin ve insan sağlığına karşı olan duyarlılığın artması ile yurt dışında, gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde, inşaat sektörünün gelişmesi ile de ülkemizde aydınlatma tekniği gittikçe daha fazla önem kazanmaktadır. Ancak ülkemizde aydınlatma tekniği olarak nitelendirilen konunun uluslararası düzeydeki aydınlatma tekniği kavramı ile pek uyduğu söylenemez.

Ülkemizdeki elektrik mühendislerinin çok önemli bir teması, hatta aydınlatma konusunda fiilen çalışanlar dahi, aldıkları eğitimin doğal bir sonucu olarak, aydınlatma tekniğinin iç tesisat projelendirilmesi olduğunu zannetmektedirler. Aydınlatma konusunda daha bilgili olardan ise, aydınlatma hesaba diye bir şeyin olduğunu ve hatla bu konuda bilgisayar programlarının kullanıldığını bilirler. Ama bu kişiler için aydınlatmanın en uzak teması budur. Mimarların için ise en önemli şey "dekoratif aydınlatmadır. "Hesap" kelimesi mimarlar arasında genellikle panik yaratır, buna mukabil son derece ağır bir matematik gerektiren doğal aydınlatma konusunun varlığından haberdardır. Ama matematik kısmını görmemezlikten gelirler. Bu matematiğin altından kalkabilecek olan elektrik mühendislerine ise, doğal aydınlatma elektrik mühendisliğinin konuları araştırma girmediklerinden, hiç bahsedilmez. Böylece, aydınlatma tekniğinin yanı sıra, mimarlık, iklim bilim, savunma teknolojisi gibi

konularda da çok büyük bir öneme sahip olan doğal aydınlatma konusu ülkemizde yüzer gezer bir şekilde ortada kahr.

Ülkemizde aydınlatma tekniği konusunda eğitim, elektrik mühendislerine halen sadece İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü bünyesinde bir şekilde verilmektedir. Ayrıca yine İ.T.Ü. Mimarlık Fakültesi ve Yıldız Üniversitesi Mimarlık Fakültesinin aydınlatma tekniği konusunda açılmış dersleri vardır. Her disiplin konuya kendi açısından yaklaşmakta, genellikle de konunun sadece o disiplin içinde yer alan bir konu olduğu iddiası ortaya atılmaktadır. Bunun doğruluğunu kanıtlamak için de aydınlatma tekniği bir tarafa bırakılıp, konunun söz konusu disiplin ile alakası ön plana çıkartılmakla beraber buna yakın olan konular aydınlatma tekniğinin konuları olarak takdim edilmektedir. Bunun neticesinde bir kavram kargaşası ortaya çıkmakta ve her disiplinin eğitiminde sadece bir kısmına değinilen aydınlatma tekniğinin bütünlüğü ortadan kaybolmaktadır. Oysa aydınlatma tekniği yoğun interdisipliner bir konudur. Elektrik mühendisleri ve mimarlar arasında bir türlü paylaşamayan aydınlatma tekniğinin fizikçiler, kimyacılar, psikologlar, fizyologlar, elektronik mühendisleri, meteorologlar, biyologlar gibi daha pek çok ortağı da vardır. Aydınlatma tekniği, lisans düzeyinde ele alındığında, eğitimi yukarıda bahsedilen sorunlardan soyutlamak pek de mümkün olmayacaktır. Aydınlatma tekniğini sadece inşaat sektörüne destek verebilecek düzeyde de alsak dahi, konunun problemleri ile gerçekten yüzleşebilecek, sorunlara etkin çözümler üretebilecek elemanlar bugünkü koşullarda ancak lisans üstü düzeyde bir eğitim ile yetiştirilebilirler.

Aydınlatma tekniği konusunda ülkemizde yaşadığımız organizasyon bozukluğunun tam tersine, bu konudaki çalışmaların dünya ölçüsünde organizasyonu yüzyılımızın başında 1900 senesinde, yani bugünden tam 95 sene önce Uluslararası Fotometri Komisyonu CIP in (Commission Internationale d Photometri) kurulması ve daha sonra 1913 senesinde bu komisyonun adı, Uluslararası Aydınlatma

Komisyonu CIE (Commission Internationale d'Éclairage) olarak düşürmesi ile başlamıştır. Halen 40 ülkenin müli komisyonları üe oluşturduğu Uluslararası Aydınlatma Komisyonuna ülke bazında katılabilmek için mili komisyon kurma çabalarımız devam etmektedir. Uluslararası Aydınlatma Komisyonuna üye ülkeler şunlardır

Almanya, ABD, Arjantin, Avustralya, Avusturya, Belçika, Brazüya, Bulgaristan, (Cumhuriyeti, Çin, Danimarka, Endonezya, Estonya, Finlandiya, Fransa, Güney Afrika, Hırvatistan, Hindistan, Hollanda, Hong Kong, İngiltere, İspanya, İsrail, İsveç, İsviçre, İtalya, İzlanda, Japonya, Kanada, Macaristan, Moldavya, Norveç, Polonya, Portekiz, Romanya, Rus Federasyonu, Slovenya, Stovakya, Taüand, Yeni Zelanda

Ayrıca komisyona, Suudi Arabistan, Singapur, Yunanistan, Taivan, Kore ve Türkiye' den bireysel üye olarak kabul edilmiş kişiler vardır.

Bu üste 1991 sonrasına ilişkindir.

Kuruluşundan bu yana, aydınlatma ile ilgili konulardan ekonomik çıkar sağlayan kurum ve kuruluşlardan maddi destek sağlayarak, eğitim ve araştırma kuruluşlarında konu ile ilgili araştırmaları yönlendiren CIE dünya çapında organizasyonun iyi bir örneğini vermektedir. CE aynı zamanda, ISO ile yapılan anlaşma sonucunda ışık ve aydınlatma tekniği konularındaki standartlar üe ilgili olarak dünyadaki tek yetkili kurum olarak kabul edilmektedir.

Uluslararası Aydınlatma komisyonunun halen 7 bölümü vardır. Bu ana başlıkların altında onlarca teknik komite yer almaktadır. Teknik komitelerin çabasıyla konuların, bugünkü aydınlatma tekniğinin konularını bir ölçüde çerçevelemektedirler.

2. CIE¹ nin Bölümleri

Aşağıda verilmiş olan listeler, 1991 öncesini kapsamamaktadırlar ve dolayısıyla aydınlatma tekniğinin sadece son yıllarda üzerinde çalışılan konularını içermektedirler/I/.

Bölüm 1 - Görme ve Renk

Teknik Komiteler

- 1-04 Fizyolojik tabanlı renk sistemleri
- 1-09 Kolorimetri için standart kaynaklar
- 1-13 Renk görüntüsü analizi
- 1-14 Göme üe Erine aydınlatmanın etkileri
- 1-16 Kısmı görme engelli için aydınlatma gereklilikleri

- 1-17 Görülebilirlik konisi
- 1-18 Yetersizlik kamaşması
- 1-19 Genişletilebilirlik belirlenmesi
- 1-21 Fotonun ek sistemlerinin tasarlanması
- 1-23 Görme keskinlik
- 1-24 Aydınlatma süresi alan deneyleri
- 1-25 Kaibisizlik kamaşması
- 1-26 Ffeterckrcmalikparbklıkeşlernesindsbiyeysd değişimler
- 1-27 Kendinden ışık ekranlar ve yansıtma malzemeleri için renk görüntüsünün belirlenmesi
- 1-28 Renk görme etkilerinin etkileyen parametreler
- 1-29 Endüstriyel renk ölçüm teknikleri
- 1-30 Işık kaynakları için renk ölçüm teknikleri
- 1-31 Renk ölçüm sistemleri ve renk düzen sistemleri
- 1-32 Eşdeğer renklerin belirlenmesi
- 1-33 Renk görme testi
- 1-34 Renk görme modellerinin denenmesi
- 1-35 Renkli göme deneyleri için ışık kaynağı seçimi
- 1-36 Fizyolojik açıdan renk görme testi diyagramı
- 1-37 Fotometri için ek sistemler
- 1-38 Hesap amaçlı spektral verilerin uyumluluğu
- 1-39 Yaşlı insanlarda renk görme kamaşması
- M0 Kritik flüor kaynağı frekansı
- 1-41 V^Xnm830nm^cesiregenişletilmesi
- 1-42 Periferik görmede renk görüntüsü
- M3 Metamerik renk eşleşme çözümleri

Bölüm 2 - Işık ve Radyasyonun fiziksel ölçümü

Teknik Komite:

- 2-01 Yüksek basınçlı buharlı ışık ölçme
- 2-03 LE Üzeri ışık ölçme
- 2-04 İkinci standart kaynaklar
- 2-05 Dağılım ışının tanımları
- 2-10 Armatür fotometri ve gcriotömetrisi
- 2-11 Standart malzemelerin genradlektmetrisi
- 2-14 Bulanık ortamlar dahil olmak üzere yansıtma ve geçirgenliğin ölçümü
- 2-16 Tjç-üvanmhkokximetdempenÖTnanslanın karakterizasyonu
- 2-17 Güneş ışınlarının spektral dağılımı ve erteleme için tavsiyeler
- 2-19 Retrorefleksiyon spektroskopisi
- 2-21 Darbesel optik ışın kaynakları spektrometrisi
- 2-22 Yüksek basınçlı buharlı ışık kaynakları
- 2-23 Sokak aydınlatması armatürlerinin ibicmetna
- 2-24 Aydınlatma düzeyi- ve panellerin seçimi için kılavuz
- 2-25 Toplam ışın çarpanı ölçümü için floresan standart vs kalibrasyon yöntemleri
- 2-26 Kendi ışınları için ışın ölçümü
- 2-28 Spddrofoemeüelerikarakterizasyon yöntemleri
- 2-29 Akademi lineerlik ölçümü

- 2-30 Diyadişradycnetrisi
2-31 AkünikiiKİ>aTKİrdfn karakterim eürnerim yöntemleri
2-32 Islak, yatayd işaretlerinin leaoeflektansflını ölçümü
2-33 OEstardartışkkaynakianAveD65'intekrar iemülasyncnu
2-34 LED ölçümleri
2-35 $V_x^{ve} V_X$ i a n C E standardı
2-36 'Tletroiöleksi>m-lat]m\ölçme"nintEkrar düzenlenmesi
2-37 Transfer standartian olarak detektör kuDanimaadurumunda fotometri
- Bölüm 3 - İç Aydınlatma Teknik Komiteler.
- 3-01 Küçük ve büyük kayraklardan kenforsuziuk kamaşması
3-04 Aydınlatrmekararmkortid sistemlerine karşı Sübjektif cevaplar
3-05 EhdüstriyedaydinlatraveişyeriraieenırHyer.
3-07 Doğal ışık varlığının ölçümü kctıusundaulusiaranaa işbirliği
3-09 Ortalama gök standardı
3-10 Aydınlatmısystemlerinin bak m
3-11 Doğal aydınlatma hesap yöntemleri
3-12 Aydınlatmaya ve başkaaçılarabağh olarak güneş ışımını verilerine ve doğal ışgagöre bina pertbrmananinopÜiuasyrcu
3-13 GE kaiforsuziuk kamaşması hesap sistemi
3-14 Aydınlatmanın 3-boyAitiüşekineri
3-15 Ara göğün parâısmınslandardizasyonu
3-16 Aydınlatmanın psikolcjk yënleri
3-18 Dcğalaydinlatimk^enerjktJdnsisterrdertasarırrisn güneş ışınımının rasyend kullanımı
3-19 k; aydınlatmada oranhinayfctaneirisı
3-20 Yapay ve cbğalaydmlatrnaMİfejkdium aydınlatma ve mimarı
3-21 OE/ISO iç aydınlatma standardı
3-22 Müzî aydınlatması
3-23 Işıklı iç çevrede değışebMk
3-24 Aydınlatmanın enerji cephesi
3-25 Uluslararası doğal ışık ölçme programı ve bunun verilerinin geliştirilmesi ve koordinasyon
3-26 Kullanıolarınhaaralfrl<ermefairinden sonraki ay dmlatma protokolünün geliştirilmesi
3-27 Çıkış işaretleri ve "Adi durum tarİryea"aydinlatrnasının bdirkmesi
3-28 FaycialannmkatsayTİannmhesabıaınCIE>ISO standardı
3-29 Aydınlatmanın boyutlandaması ve görürtüleriirilmesi için bilgisayar yöntemleri
3-30 Boş ışık kılavuzkın

- Bötom4- Ulaşım için aydmlatmave sinyalizasyon Teknik Komiteler.
- 4-02 Yol aydınlatması ve kazalar
4-03 ŞeMrsdbölgpksdeay^Matrna
4-07 Ydaydmlarmaa için tasarım yerternleri
4-09 Karanhklaarakabakullariraga^işinintemeileri
4-10 OtcrrKMaydmiatrasistEmkn
4-11 Yüksek seviye konular
4-13 Gündüzkullanılantsddar
4-14 RaıklarhvesinyıdşddarnuninceiaTnesi
4-15 Mctcdıtasırlartararİndankullanılanydłann aydınlatılması
4-16 k;vedıışaydınlatrna için&tıometnkvenlerintrans&ri
4-17 Değışkmrresaj işaretlerinin görşd açıdan değıerlendirilrnderi
4-18 Karmaşık fcnlar üzerindeki trafik işaretleri ve şnyallerin fark edilebilirliği
4-19 Siste yolun görünürüğü
4-20 Retrov^rsmydışaretierirİngecego^ünebilirlikleri
4-21 I>şaydmlatmalannastn3icmikgödenlere etkileri
4-22 Yüksek performanslı deşarj lambalan
4-23 Aydınlatılmısydlardaaraçayclinlatmasından beklercnkr
4-24 Tünd aydınlatması kalitesi kriterinin ölçümü ve hesabı
4-25 Ydyüzeyi yansıtma karakteristikleri
4-26 YdaydtrMrositesBätJanmicicnietnlcök^Jmlerine ilişkin sistemler
4-27 Yol işaretleri için görürüriük gerekleri
4-28 Araç üzeri işaretleme malzemeleri
4-29 Yd trafik ışidan
4-30 Ydyüzeyierirrnklasifikasyncnu
4-31 TaşırcK* için renk g e m r a startlardan
4-32 Trafik işaretleri için yüzey renkleri
4-33 Konforsuzluk kamaşması
4-34 "Şehirsdrx%lenıaydınlatılması"rmtekrar düzenlenmesi
4-35 Tünd aydınlatması
4-36 Yd aydınlatması için görütbiliriiklasanmı
- Bölüm5- Dç ve diğey aychnlatrnauygularnalan Teknik Komilder
- 5-02 Yeraltindamadenaydinlatması
5-03 Açık maden aydınlatması
5-04 Dış mekanlarda kamaşma
5-06 Dışdekoratifaydınlatma
5-08 Petrdplâtfcmılanıçbaydirdatmavesinyalizasyayı
5-09 Spor olayian için aydınlık düzeyieri
5-10 Dış emniyet aydınlatması
5-11 TVspor aydınlatması tesisatlan için pratik tasarım İdavuzian
5-12 Dikkatçelidaydınlatrna
5-13 Dış çalışırriamekanlanaydınlatnaa için OE^SO standardı

5-14 I>ş aydınlatma sistemlerinin b a k m

Bö i ü m ö - Fototayc>k^ ve fotokimya
Teknik Komiteler

- 6-02 Seçilmiş fctobiyolojik bilgi
- 6-08 AksKoispektiumunu elde ettnek için kılavuz
- 6-10 İnsan derisi üasrinefoebiydeçik etki
- 6-11 Optik radyasyunun insan üErindeki tüm vücudu kapsayan etkileri
- 6-13 Tamanınkorunaldıçevrekedebüyük çapta bilki yeoştinnenin aydmlatma açılan
- 6-14 "Mavi ışık" tehlikesi
- 6-15 İnsangözününyansitirageçinTieveuyutma karakteristikkrire bilgisayarlı bir yaklaşım
- 6-16 Aydirdaüınanm psikobryojik etkileri
- 6-17 Radyasyon maruzkaimanmyereve2amanabağji dcğışçbiMğj ve insan davranış
- 6-18 "Masa üstü" kuvartzhaicjen lambalara ilişkin olascptik tehlikelerin bdiricnmesi
- 6-19 UV radyasyonunun kişjsddoeu
- 6-20 Evveerdüstmdçevieieüsiçtoteksidte
- 6-21 Ojšükciia^de UV-A kataraktı
- 6-22 RıldıfT için SrturtPZ uçKırtan aktifradyasyonı karaklcns c ± n tenrinok^ ve birimler
- 6-23 280cbıllOOOrn Vyekadarotadalgabc*janna bitkilerin cevaplan için genelleştirilmiş aksiyen spektrumunun geliştirilmesi
- 6-24 Güneş ekranı ve UVA
- 6-25 UVakstycnspektrumuragöred^Şetendirilen kenvansiyond güneş günü
- 6-26 UVA-1 ve LjVA-2 tErimlerinin standaidizaşvau
- 6-27 Eritem aksKçcn spektrumunun stnncırdİTaşvau
- 6-28 Güneş ekrautesüerini standardizaşveru
- 6-29 Grşim için UV koruma endeksi
- 6-30 İnsankDrneasmin UVışınıruramaruzkalmadceu
- 6-31 Ani pigment kararması
- 6-32 Fo(d<ararjogcnesis\buna ilişkin doku bcaümaa için aksrycnspecklrumu
- 6-33 Deriden geçmi&oimunoicjikal etkiler
- 6-34 FotokararcgericsBk^der^protokdleri
- 6-35 UVışnıimdczEnlçksi>cnu
- 6-36 GölgderrK^loıllanılanUVışnTirrunakarşıkcmıucu malajnciler
- 6-37 Işık ve retinal İtustaLklar
- 6-38 Ljmbacn-uiKçtistandartlan

Bö l ü m 7 - Aydınlatmanın ingendkonulan

TdoikKcrnitcka:

- 7-03 Aydınlatmanın gelişimi
- 7-05 Aydmlatma eğilimi
- 7-06 Aydınlaümtarnolojisi
- 7-07 Işık ve ışman kaynaklan
- 7-08 Aydınlaümrada araştırmaya bir bakış

3. Sonuç

YuliandalıstdauiişolantekrukkomitëiaTñf^Işma alanlan, aydınlatma teknenin konularının ölkemizde sıkça varsayıldığı gibi, noktasal aydınlatma hesabı, iç tesisat projefendirrnesi, doğal aydınlatma veya dekoratif aydınlatma ile sınırlı kalmadığını açık olarak göstermektedirler.

Yeniden yapdanma sürecine giren Avrupa' da aydınlatma tekniği ile ilgili yeni standartların belirlenmesinde ölkeler birbirleri öe teknolojik egemenlik ve dolayısıyla ekonomik çıkarlar açısından çekişirlerken, bizler henüz, diğer pek çok konuda olduğu gibi, böyle bir disiplinin var olup olmadığını tartışıyoruz.

Kaynaklar:

- 1 CIE Roster, December 1991

İlgili Kaynaklar:

- 1 Seidl HBJropaeische Norrnungaufdem Gebiet der angewandten üehüechnik, Licht, 3/4 94,s.304-312
- 2 Lighting Education (1983-1989), OE PubL99, 1992
- 3 Walsh J W T, Hstory ofthe International Commission on Blumination, QE PubL9, 1963
- 4 Küçükdoğ u M Ş, Enarun D, Aydınlatma Tekniği Eğitimi, Elektrik Mühendisliği 5. Ulusal Kongresi 13 -18 Eylül 1993, Cilt 2, sayfe 616 - 618



Dilek Enarun

İT.Ü.Ek^tnkFakülte3İndel1979yılında Lisans, 1981 yihnda Yüksek Lisans eğitimini tamamladı. Aynı üniveratedel1987yihndaDoklDrünvanımalDL 1980 yılında Teknisyen Mühendis olarak işe başladığı İT. Ü. Hektrik-Eleklronik: Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü Elektrik Tesisleri Ana Büim Dahnda halen Doçent kadrosunda görevini sürdürmektedir.

BİR İNCELEME: DEDİ İÇ AYDINLATMA HESAP PROGRAMININ GELİŞTİRİLME SÜRECİ

Dilek Enarun, Alp Batman

İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi. Elektrik Mühendisliği Bölümü
Gümüşsüyü, 80191 İstanbul

Özet

Bu çalışmada, üniversite bünyesinde, kısıtlı zaman ve bütçeler ile paket program yazma gibi bir uğraşa girildiğinde nelerin göz önüne alınması, çalışmanın nasıl yürütülmesi gerektiği ve daha özel olarak aydınlatma paket programlarının neleri, nasıl içermeleri gerektiği tartışılacaktır.

1. Giriş

1991 yılında iç aydınlatma hesabı ile ilgili bir paket program yazmak üzere üç kişi, bir hoca, iki asistan, yola çıktık. DEDİ adındaki programın ilk durumu, Eylül 1991' de Elektrik Mühendisliği 4. Ulusal Kongresinde İzmir' de sunuldu. Programın çatısı o gün de bugünkünden çok farklı değildi. Ancak bu bizim ilk paket program deneyimimiz olduğundan, o dönemlerde program "Ben amatörüm" diye bağınıyormuş, bunu biz ancak şimdi geriye bakınca görebiliyoruz. O dönemlerde programımız gözümüze dünyanın sekizinci harikası gibi gözüküyordu. 1992' nin başında İ.T.Ü. Araştırma Fonu bizim projemize istediğimiz desteği verdi ve biz böylece okulda çalışabileceğimiz iyi bir bilgisayara kavuştuk. Daha önceleri evlerdeki bilgisayarlarda yürütülen çalışmalarımızı üniversiteye taşımak şansına sahip olduk.

Programımızın ikinci defa insan içine çıkışı Ekim 1992' de uluslararası bir platformda gerçekleşti. Uluslararası Aydınlatma Komisyonu CIE¹ nin (Commission Internationale D¹ Eclairage) Viyana' da tertiplelediği "Işık ve Aydınlatma için Bilgisayar Programları" isimli seminere katıldı. Bu seminer, bu konuda yapılmış olan ilk seminer olduğundan gerçekten büyük bir önem taşımakta idi. Katılım da bunu yansıtıyordu. Konu ile ilgili çalışan Uzak- ve Yakınoğudan, Avrupa üzerinden Amerikaya kadar uzanan çok geniş bir yelpazeden yüzün üzerinde katılımcı vardı. Katılımcıların önemli bir kısmı profesyonel yazılımcı idiler. Burada biz programımızın hem demonstrasyonunu yaptık, hem de bir tebliğ ile programımızı tanıttık. Diğer programların yanında programımız, küçük ancak sağlam ve ulusal karakterimize uygun olarak son derece "user-friendly" olarak yer aldı.

1993 yılının ortasında, programın gelişmesinde büyük katkıları olan araştırma görevlisi arkadaşlarımızdan bir tanesi çok daha iyi koşullar altında çalışmak üzere aramızdan ayrıldı. Onun ayrılmasından sonra, yine çok yetenekli bir başka arkadaşımız bize destek olmaya başladı. Bu nöbet değişiminin hemen akabinde programımızın bir versiyonunu armatür üreticisi bir firmaya üniversite döner sermayesi üzerinden sattık. Programımızın

gerçekten kullanılacak olması bizim için çok güzel bir şeydi. Ancak bu satış ile profesyonel olduğumuzu, çalışma temposunun bize nefes alacak vakit bırakmamasından anladık. Üniversitedeki asıl görevimiz olan eğitimin yanı sıra, gerçek profesyonellerin bizden bekledikleri ürünleri verebilmek için günde 24 saat kesinlikle yetmiyordu. O dönemde bize göre bir gün için en uygun süre 72 saatti.

Nefes nefese bir şekilde ve bir miktar da gecikme ile programımızın 1. versiyonunu sahiplerine 1993 senesinin sonbaharında teslim ettik. Aynı dönemde, Trabzon' da Elektrik Mühendisliği 4. Ulusal Kongresinin poster bölümünde, programımızın son halini ilgilienlere bir demonstrasyon ile sunduk.

1994 ilkbaharında, aramıza sonradan katılan arkadaşımız da çok daha iyi koşullar altında çalışmak üzere aramızdan ayrılınca, projemizin ne kadar bereketli bir proje olduğu ortaya çıktı. Ancak program tamamlanmamıştı. İlk versiyonu DOS altında çalışan programımızın, günün koşullarına ayak uydurup, WINDOWS altına geçmesi gerekiyordu. Halen orijinal proje ekibinden geriye kalan iki kişi bu iş ile uğraşmaktadırlar.

2. Bir Aydınlatma Paket Programından Beklenenler

Programın ticari değeri ve bilimsel değeri birbirlerine bağlı imişler gibi duruyorlarsa da aslında pek değiller. Programı kazanç amacı için kullanan firma için en önemli konular, maliyet hesabı ve programın albenisi. Oysa bir aydınlatma için projelendirilmede, çalışma düzlemi üzerindeki yapay ışıktan kaynaklanan aydınlık düzeyi dağılımı dışında, doğal ışık, binadaki enerji akışı, farklı düzlemlerdeki aydınlık düzeyleri, tüm yüzeyler üzerindeki parıltılar, istenen düzlem ve yönlerdeki kontrast geriverim katsayıları ve kamaşma endeksleri gibi konular da

önem taşırlar. Bu konuların üretici firma açısından önemli olmamasının nedenini ise şu anda ülkemizdeki aydınlatma tekniğinin seviyesi belirlemektedir. Programın muhtemel kullanıcılarının önemli bir kısmı, bahsedilen konulara ne olduklarını anlamadıkları gereksiz kafa karıştırıcı konular olarak baktıkları sürece üretici firmanın bunlarla ilgilenmeyeceği açıktır.

Bir programdan beklenen şeyleri üç ana başlık altında toplayabiliriz:

- Kapsam
- Hassasiyet ve hız
- Kolay kullanılabilirlik.

Bunlar sadece aydınlatma programlarından değil, tüm paket programlardan beklenen şeylerdir.

Özel olarak aydınlatma tekniği açısından kapsam ile ifade edilmek istenen, programın hangi konular kapsadığıdır. Bu, daha önce bahsedildiği gibi, sadece yatay aydınlık düzeyleri olabilir veya doğal ışık, binadaki enerji akışı, farklı düzlemlerdeki aydınlık düzeyleri, tüm yüzeyler üzerindeki panitılar, istenen düzlem ve yönlerdeki kontrast geriverim katsayıları ve kamaşma endeksleri gibi konular da program kapsamı içinde yer alabilirler.

Hassasiyet ve hız genellikle birbirlerine bağlıdır. Hassas sonuçlar çoğunlukla daha fazla süre isterler. Hassasiyet - hız dengesini sağlamak, programcının bilgi ve yeteneğini en belirgin şekilde ortaya koyan konudur. Anlamsız hassasiyetlerde sonuçlar elde etmek için kullanıcıyı dakikalar, hatta zaman zaman saatler boyu makinaya bağlamak veya programın icra süresini kısaltmak için hatalı denebilecek kadar az hassas sonuçlar üretmek rastlanan hatalardır.

Kolay kullanılabilirlik testi olarak Fisher¹ in 1992 senesinde "Işık ve Aydınlatma için Bilgisayar Programları" seminerinde yol

aydınlatması programları için önerdiği kontrol listesi tüm aydınlatma programları için geçerli olabilecek etkin bir araçtır. Bu liste şu sorulardan oluşmaktadır *İM*:

- Program, aydınlatma tasarımı konusunda bilgi sahibi olmayan kişiler tarafından kullanılabilir mi?
- Program, girdileri kafa kaşıtırmayan bir şekilde istiyor mu?
- Program geniş bir yardım olanağı sunuyor ve kullanım hatalarını belirtiyor mu?
- Program, kullanıcının ulusal standartlarına dayanıyor mu?
- Program basit tasarım yöntemleri öneriyor mu?
- Program, kullanıcının ulusal standartlarına uygun tek anlamlı sonuçlar üretiyor mu?
- Program, tasarımları kolayca düzeltmek imkanını sunuyor mu?
- Program ince tasarımda geniş yardım sunuyor mu?
- Tasarımların sonuç dökümantasyonları yeterli ve güvenilir mi?

Bizim programımız yukarıdaki koşulları sağlayan bir program olduğundan, rahatlıkla programımızın şu anda hazır olan sürümünün çok kolay kullanılabilir bir program olduğunu söyleyebiliriz.

Sonuç

İç aydınlatma tasarımında kullanılacak bir paket programı hazırlarken en önemli noktalardan biri programın sınırlarını doğru çizebilmektir, yani kapsamı doğru belirleyebilmektir. Bu konuda, sadece çalışma düzlemi üzerinde istenen ortalama yatay aydınlık düzeyini sağlayacak armatür sayısını bulan programlardan, hacmin son derece detaylı üç boyutlu, tefrişli görüntüsü üzerine aydınlatmanın tüm etkilerini işleyen programlara kadar varan bir yelpaze piyasada mevcuttur. Basit programlar hem

ucuzdurlar, hem de hızlı işlerler. Çok detaylı sonuçlar veren programların bazılarını, bir hacimde hesap yapmak için birkaç gün harcamaktadırlar ve bunların fiyatları da çok yüksektir. Programcı, programı tasarlarken kullanıcı kitlesinin bilgi ve görgüsünü ve alım kapasitesini göz önünde tutmak zorundadır.

Türkiye' de üretilip hem yurt içinde hem de uluslararası piyasada pazarlanabilecek teknik değeri yüksek bir ürün paket programlarıdır. Bu tip bir çalışma maddi açıdan fazla bir ön yatırım istemez ve yetişmiş insan gücü mevcuttur. Ancak bilgi birikiminin varlığı, hoca - asistan ortak çalışması gibi pozitif etkenlere rağmen, böyle bir çalışmanın üniversitede yürütülebilmesi için gerekli alt yapı mevcut değildir. Üniversitelerdeki maddi imkansızlıklar bu tip devamlılığı olan çalışmaları çok zor hale getirmektedirler.

Kaynaklar:

- 1 Fisher A, Road Lighting Computer Programs: User friendly and do they give the 'right' answers?, Proceedings of the CIE Seminar on Computer Programs for Light and Lighting, 5-9 October 1992, Pub. No. CIE x005, sayfa 21-29

İlgili Kaynaklar:

- 1 Svendenius N, Pertola P, Lighting Design Software: Not yet good enough, IAEEEL Newsletter 1/95, sayfa 4-5
- 2 Enarun D, Batman A, Diril O, DED1: İç aydınlatma tasarımı programı, Elektrik Mühendisliği 5. Ulusal Kongresi 13-18 Eylül 1993, Cilt 2, sayfa 612-615

- 3 Enarun D, Aydınlatma Tekniği ile ilgili bilgisayar programlan, Otomasyon, Haziran 1993, Sayı 12, sayfa 104 - 107
- 4 Enarun D, Diril O, Batman A, DEDİ Sofhvare for interior lighting design, Proceedings of the CIE Seminar on Computer Programs for Light and Lighting, 5-9 October 1992, Pub. No. CIE x005, sayfa 72-73
- 5 Enarun D, Diril O, Demir N, Bilgisayar destekli aydınlatma tasarımı, Elektrik Mühendisliği 4. Ulusal Kongresi 16-22 Eylül 1991, Cilt 1, sayfa 258 - 260



Dilek Enarun
İ.T.Ü. Elektrik
Fakültesinde 1979
yılında Lisans, 1981
yılında Yüksek Lisans
eğitimini tamamladı.
Aynı üniversitede 1987
yılında Doktor unvanını
aldı. 1980 yılında

Teknisyen Mühendis olarak işe başladığı
İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik
Mühendisliği Bölümü Elektrik Tesisleri Ana
Bilim Dalında halen Doçent kadrosunda
görevini sürdürmektedir.



Alp BATMAN
1965 yılında İstanbul'da
doğdu. İlk ve orta
öđretimini İstanbul'da
tamamladı. 1987 yılında
İ.T.Ü. Elektrik-
Elektronik Fakültesi
Elektrik Mühendisliği
Bölümünü, 1991 yılında

İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsünde Yüksek
Lisans öğretimini bitirdi. 1993 yılında aynı
ensititüde doktora öğrenimine başladı. Halen
İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik
Mühendisliği Bölümünde Teknisyen
Mühendis olarak çalışmaktadır.

KOMPLEKS BİNALARDA AYDINLATMANIN KONTROLÜ

NESRİN DEMİR - SERMİN ONAYGİL

İ.T.Ü. Elektrik - Elektronik Fakültesi
Elektrik Mühendisliği Bölümü
80191 Gümüşsuyu - İstanbul

ÖZET

Ülkemizde son yıllarda ticari amaçlı kompleks binaların yapımı hızla artmaktadır. Genelde ofis amaçlı kullanılan ve kalifiye elemanların çalıştığı bit binalarda verimli bir çalışma ortamı ancak doğru ve düzgün bir aydınlatma ile sağlanabilmektedir. Bu çalışmada , böyle bir aydınlatmanın gerçekleştirilebilmesi için gerekli olan en yeni kontrol ve kumanda sistemleri incelenmiş ve açıklanmıştır.

1. GİRİŞ

Ticari amaçlı büyük ofislerde toplam yıllık masraf dağılımı içinde aydınlatmanın %1 lik yer tutması, aydınlatma ile sağlanacak tasarrufun önemli olmadığı izlenimini uyandırabilir. Ancak insanların edindikleri bilgilerin % 80' ini görsel yoldan sağladıkları ve ticari binalarda kullanılan elektrik enerjisinin % 58' nin aydınlatma için harcadığı gözönüne alınırsa, yapılacak doğru ve kontrollü aydınlatma ile enerji tasarrufu sağlanabileceği açıktır [1] . Bu sayede konforlu bir görsel çevre yaratılıp çalışanların verimlilikleri de arttırılarak toplam maliyetten de tasarruf edilebilir. Uygun kontrol teknikleri ve sistemleri kullanılarak yapılacak aydınlatma kontrolü, ışık miktarı ve kalitesi bakımından çalışan her elemana uygun olabilecek aydınlatmayı yaratmalıdır. Bunun yanısıra günışığı optimal kullanılarak enerji tasarrufu da sağlanmalıdır.

2. AYDINLATMA KONTROL SİSTEMLERİ

2.1. Kademeli Kontrol

Bu metod ile tesisatın ışık akısı adım adım istenilen seviyeye ayarlanır. İç aydınlatmada kullanılan üç tip kademeli kontrol tekniği vardır.

2.1.1. Lamba İçinde Kontrol

Bu tür kontrol, içinde iki farklı güçte flaman bulunan özel akkor telli lambalı sistemlerle mümkündür. Flamanların tek tek veya paralel kullanılması ile üç ayn aydınlık düzeyi elde edilebilir.

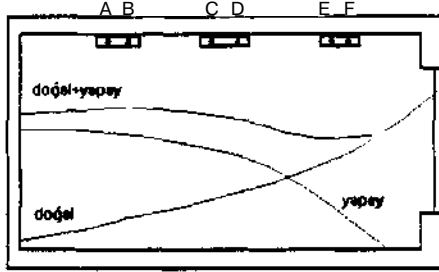
2.1.2. Armatür İçinde Kontrol

İçerisinde birden fazla lamba bulunan armatürlerde, lambaları tek tek veya hepsini birden açıp kapayarak kademeli kontrol elde edilir. Ofislerde bu tür kontrol tekniği kullanıldığında estetik problemler ortaya çıkabileceğinden armatürler çok dikkatli seçilmelidir. Bir veya daha fazla lambanın kapatılması ile armatürün ışık yayan alanı değişir. Örneğin aynasal yansıtıcı karakterli ekranlı armatürlerde yanmayan lambanın altındaki bölüm karanlık bir delik gibi görünür. Bunu önlemek için, ya alt yüzeyi yayıcı malzeme ile kaplı içinde üç adet lamba bulunan ya da lambaların üst üste yerleştirildiği iki lambalı armatürler kullanılmalıdır .

2.1.3. Armatürlerin Gruplar Halinde Kontrolü

Bu tip kontrol özellikle pencere kenarındaki armatürlerin veya lokal aydınlatma istenilen yerlerin sol tarafındaki armatürlerin ayn olarak

kumandası ile gerçekleştirilir. Düzgünlüğün sağlanmasına özel dikkat gösterilmelidir. Şekil 1 de gün ışığının hacim içerisindeki dağılımı ve buna uygun olarak gerçekleştirilen kademeli kontrol ile sağlanan toplam aydınlık düzeyi gösterilmiştir. Bu kontrol sistemi ile tüm hacimde düzgün bir aydınlık düzeyinin yaratıldığı şekilden açıkça görülmektedir.



Şekil 1 Günışığının, sadece A, B, C lambaları ile sağlanan yapay aydınlatmanın ve bütünlük (doğal + yapay) aydınlatmanın hacim içindeki dağılımları

2.2. Sürekli Kontrol

Loşluk anahtarları kullanılarak istenilen aydınlık düzeyini elde etmek mümkündür. Artık eski tip dirençli loşluk anahtarları, yerlerini güç kaybına yol açmayan faz-kontrol devreleri ile iletim periyodunu değiştiren loşluk anahtarlarına bırakmışlardır. Bu kontrol sistemleri aydınlatma teçhizatlarında özel yardımcı elemanlarla kullanılabilir. Günümüzde devamlı yenilenen elektronik dimmerleme üniteleri ile aydınlık düzeyinin sürekli kontrol edildiği sistemler yaygın olarak kullanılmaktadır.

2.3. Kademeli & Sürekli Kontrol

İnsan gözü yüksek aydınlık düzeylerindeki parlaklık değişimlerine düşük aydınlık düzeylerindeki daha az duyarlıdır. Yüksek aydınlık düzeylerinde çok hassas değişim yine kademeli azalmalar kişileri rahatsız etmeyeceği gibi, görme işlemini de bozmayacaktır. Fakat düşük aydınlık düzeylerinde azalmaların çok düzgün, sürekli ve hissedilmeyecek karakterde olması gerekir. Bu nedenle yüksek aydınlık düzeyleri istenilen ortamlarda aydınlatma armatürleri anahtarlarla kademeli olarak kontrol edilebilir. Aynı ortamda alçak seviyelere ihtiyaç duyulduğunda ise, sistem loşluk anahtarları ile sürekli kontrol

edilmelidir. Böyle bir düzen, tamamının sürekli kontrol edildiği sisteme göre çok daha ekonomik olmaktadır [2].

3. AYDINLATMA KUMANDA SİSTEMLERİ

3.1. Elle Kumanda

Açma - kapama anahtarları, loşluk anahtarları ya da her ikisini birden içeren en basit sistem olan elle kumanda sistemlerinin günümüzde kullanımı gittikçe azalmaktadır. Modern binalarda böyle bir sistemin tek başına kullanılması söz konusu değildir. Ancak diğer sistemlerle entegrasyon halinde kullanılabilir.

3.2. Otomatik Kumanda

Kullanıcıların aydınlatma kontrolünü uygun ve verimli kullanamamalarından doğan problemlerin çoğunu ortadan kaldırır. Bazı otomatik kumanda teknikleri şunlardır [3].

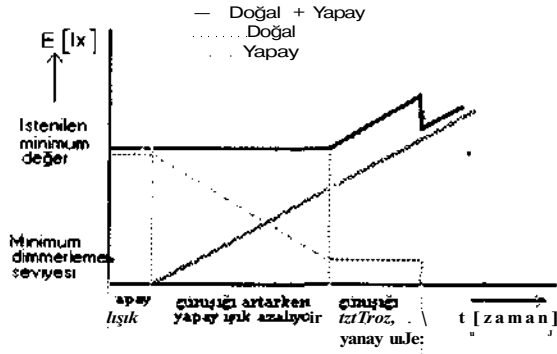
- Zaman anahtarları: Önceden belirlenen zaman dilimlerine göre lambaların bir kısmını veya hepsini kapar ya da açar. İş saatleri dışında, yemek tatili sırasında ve hacimlerin kullanılmadığı diğer saatlerde lambaların otomatik olarak kapatılmasıyla %30 lara varan enerji tasarrufu sağlandığı söylenmektedir [1].

- Zamanlayıcılar (Timers): Lamba yakıldıktan sonraki belirli eşit zamanlı periyotlar sonunda, aydınlatmayı kapatmak için tesis edilirler. Kısa süreli kullanılan hacimler için uygundur. Mesela ambarlardaki lambalar yakıldıktan on dakika sonra otomatik olarak kapatılabilir.

- İnsan (Presence) dedektörleri: Hacimde kimse bulunmuyorsa lambaların otomatik olarak kapanması, içeri girildiğinde tekrar açarlar.

- Günışığı dedektörleri: Doğal ışığa bağlı olarak aydınlatmayı anahtarlama veya dimmerleme suretiyle otomatik olarak ayarlayan kumanda sistemleridir. Bu sistemlerle özellikle gün ışığının bol olduğu ve gündüz çalışılan hacimlerde büyük enerji tasarrufu sağlanmaktadır. Fotoseller kullanılarak anahtarlama tekniği ile kumanda en basit çözümdür. Fakat bu sistemde sağlanan aydınlık düzeyleri arasında adaptasyonu zorlayacak büyük farklılıklar olduğundan, kişiler üzerindeki etkisi olumsuzdur [4]. Bunun

yerine dimmerleme suretiyle kumanda yapılması çok daha iyi sonuçlar yaratmaktadır. Ama karmaşık elektronik ünitelerle (elektronik balast, sensör vb) beraber kullanılması gereken bu sistem diğerine göre daha pahalıya mal olmaktadır. Gün ışığına bağlı olarak yapılan kumanda ile sağlanabilecek enerji tasarrufunun % 15 civarında olduğu söylenmektedir. Şekil 2 de günışığı miktarına bağlı olarak aydınlatmanın kademeli & sürekli kontrolü gösterilmiştir.



Şekil 2 Günışığına bağlı olarak aydınlatmanın kademeli & sürekli kontrolü

3.3. Bilgisayarla Kumanda

Yukarıda bahsedilen kontrol tekniklerinin merkezi veya lokal bilgisayarlarla kontrol edilmesi daha verimli ve esnek bir çözüm sağlar. Bir yazılım yardımıyla, önceden belirlenmiş bir programa göre veya sensörlerden gelen uyanlara göre lambalara kumanda edilir. Bu tür sistemlerde uzaktan kumanda (remote kontrol) veya elle kumanda ile sisteme müdahale imkanı da sağlanmalıdır.

Günışığına bağlı kontrolün bilgisayarla yapılması ile yaklaşık % 43 ' lere varan enerji tasarrufu sağlandığı söylenmektedir. Fakat bu konuya tam açıklık getirmek için çalışmalar hala devam etmektedir.

Lokal veya merkezi sensörler ile günışığı seviyesi belirlenir. Lokal sensörler hacmin tavanına monte edilirler ve bir yazılım yardımıyla lambalara kumanda ederler. Lokal sensörlerin hacimdeki toplam (doğal + yapay) veya sadece doğal ışık dağılımına duyarlı olan tipleri mevcuttur. Merkezi sensörler ile yapılan kontrol ise binanın damına yerleştirilen tek bir sensör ile

tüm binadaki doğal ışığın tahmin edilmesine dayanmaktadır.

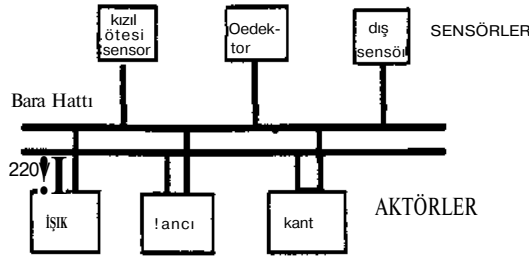
Pencerelerden hadme giren günışığının çok fazla olması veya güneş ışığının direkt olarak içeri girmesi durumlarında bunların yaratacağı kamaşmanın önlenmesi gerekir. Bu da pencerelerin içine veya dışına yerleştirilen jaluziler ile sağlanır. Aydınlatma kumandasının bilgisayarla yapıldığı hadmlerde jaluzilerin de aynı sistem içinde kumanda edilmesi, çalışanların verimlilikleri ve konfor açısından uygun bir çözüm olmaktadır.

4. BİVA OTOMASYONU

Büyük kullanım alanına sahip modern binaların aydınlatma, güç, merkezi ısıtma, havalandırma, güvenlik, yangın ihbar gibi sistemlerinin birlikte ele alınıp, projelendirilip kumanda edilmesine bina otomasyonu denmektedir.

Bina elektrik tesisat sisteminde artan ihtiyaçlar ve otomatik kontrolün gelişmesi, kablo sayısının çok artmasına dolayısıyla tesisat masraflarının yükselmesine yol açmaktadır. Bu durum binadaki yangın olasılığını da arttırmaktadır. Sonradan yapılan ilave tesisatlar ile sistem daha da karmaşıklaşmakta bakım ve oluşabilecek hataların bulunup giderilmesi zorlaşmaktadır. Son yıllarda Avrupa' da yaygın olarak kullanılan bara kontrol sistemi adı verilen yeni bir sistem ile tüm bu sakıncalar ortadan kalkmaktadır. Bu sistemde besleme ve kumanda fonksiyonları birbirlerinden ayrıdır (Şekil3). Salt, kumanda, kontrol ve ihbar için düşük gerilimli (24 V) tek bir bara kullanılır. İçlerinde mikroprosesörler bulunan sensör (kontrol birimleri) ve aktörler (uygulayıcılar) hacimlerdeki uygun yerlere yerleştirilir. Bunlar tek bir bara üzerinden birbirleri ile haberleşirler. Bu haberleşme ve bunun sonucunda oluşacak kumanda, uygun bilgisayar programı ile önceden yapılan adresleme işlemi ile gerçekleştirilir. Tesisatta sonradan gerekecek ilaveler sadece adresleme programındaki ufak değişikliklerle çok kolay olarak yerine getirilebilir. Bu sistemde tek bir merkezden kumanda sözkonusu değildir. Her sensör ve aktör kendi başına bir işleve sahiptir. Ama sistemin tek bir noktadan tamamının gözlenmesi ve hataların tesbiti istenirse, böyle bir merkezi kontrol da sistemle birlikte

gerçekleştirilebilmektedir. Her türlü yeniliğe ve ilaveye karşı çok esnek ve elverişli olan bu bara kontrol sisteminde kablo sayı ve metrajı çok azalmaktadır. Bu da mali açıdan büyük ekonomi sağladığı gibi yangın tehlikelerini de en aza indirmektedir. Aydınlatmanın yanı sıra binada mevcut diğer sistemlerle entegre olabilen bu kontrol sistemi, sadece aydınlatmanın kontrol edildiği sistemlere göre çok daha avantajlıdır [5]



Şekil 3 Bara kontrol sistemi

SONUÇ

Son yıllarda Avrupa'da yaygın olarak kullanılan otomatik kontrol sistemleri ülkemizde kompleks binaların artması ile gündeme gelmiş bulunmaktadır. Bara kontrol sistemlerinin standartlaşması amacıyla Avrupa'da " European Installation Bus " (EIB) adı altında bir komisyon kurulmuş ve çalışmalarına devam etmektedir. Çok yakında Avrupa'da belli metrekaresi aşan binalarda tek tip kontrol - kumanda sistemlerinin tesisi zorunlu hale gelecektir. Avrupa Topluluğu'na üye olma hazırlığı içindeki ülkemizde de bu çalışmaların yakından takibi ve uygulanması gerekmektedir. Biraz daha pahalı olan bu sistemlerin faydalarının ve diğer sistemlere göre üstünlüklerinin belirlenmesi konusunda çalışmalar ve eldeki veriler yetersiz olduğundan uygulamada problemlerle karşılaşmaktadır. Bu sistemlerin tanınması ve uygulamadaki sorunlara açıklık getirecek çalışmaların yapılması ülkemiz açısından çok yararlı olacaktır.

KAYNAKLAR

- [1] PHILIPS, Lighting Design Course, Eindhoven(1992)
- [2] PHILIPS, Lighting Manual, Fifth Edition, The Netherlands (1993)
- [3] IES Lighting Handbook, Application Volume, IES of North America (1987)
- [4] American National Standart Practice, ANSI / IES RP - 1, IES of North America (1973)
- [5] Günter G. Seip, Elektrische Installations-technik, 3 Auflage, Siemens Aktiengesellschaft .Erlangen (1993)



NESRİN DEMİR

1963 yılında İstanbul'da doğdu. Orta ve lise öğrenimini İstanbul Erkek Lisesinde tamamladı. İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümünden 1985 yılında mezun olduktan sonra İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü'nde Yüksek Lisans Öğrenimini tamamladı. Halen İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı'nda araştırma görevlisi olarak çalışmakta ve doktora öğrenimini sürdürmektedir.



SERMİN ONAYGİL

1958 yılında Siirt'te doğdu. Erzurum Erkek Lisesinde başladığı lise öğrenimini Çorlu Lisesi'nde tamamladı ve 1979 yılında Y.Ü. Işık Mühendislik Fakültesinden "Elektrik mühendisi" olarak mezun oldu. Yüksek lisans ve doktora öğrenimini İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsünde tamamladı. 1994 yılında Doçent unvanını aldı. Halen İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Tesisleri Anabilim Dalında yardımcı doçentlik kadrosu ile öğretim görevine devam etmektedir. Evli ve bir çocuk annesidir.

GÜÇ SİSTEMLERİNİN GEÇİCİ HAL KARARLILIK ANALİZİNDE DİREKT METODUN KULLANIMI

Kürşat Ayan
Sakarya Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi,
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü

Nesrin Tarkan
İTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesi,
Elektrik Mühendisliği Bölümü

Özet : Direkt yöntem yardımı ile güç sistemlerinin geçici hal kararlılığını incelerken sayısal integrasyon metodlarında olduğu gibi sistemin diferansiyel denklemlerini tamamen çözmeye gerek yoktur. Bununla beraber, son zamanlara kadar bu metodu kullanmak suretiyle elde edilen sonuçlar, sayısal integrasyondan bulunan sonuçlara göre biraz farklılık gösteriyordu. Direkt yöntemin kullanım tekniğindeki son gelişmeler, sonuçların doğruluk ve güvenilirliğini büyük ölçüde artırmıştır. Bu çalışmada, yöntemin uygulanması anlatılmış ve bir sayısal örnek verilmiştir.

1. GİRİŞ

Direkt yöntem, güç sistemine ait diferansiyel denklemleri tamamen çözmeksizin kararlılığın incelenmesini sağlar. Bu yaklaşım bilimsel çalışmalarda yer almaktadır /1,2/.

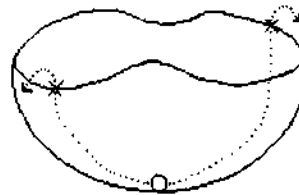
Bu çalışmada, direkt yöntemin dayandırıldığı temel kavramlar tarihi gelişim sürecine göre ana hatları ile açıklandıktan sonra, örnek bir sistemin geçici hal kararlılığı temel enerji metodu ile analiz edilmiştir. Enerji metodu, Liapunov' un ikinci metodu veya direkt metodun özel bir durumu olup, enerji fonksiyonu olası bir Liapunov fonksiyonudur/3,4/.

2. GEÇİCİ HAL ENERJİ FONKSİYONU YAKLAŞIMININ TANIMI

2.1. Kararlılığın Mekanik Benzeşimi

Geçici hal enerjisi yaklaşımı, şekil 2.1' de gösterildiği gibi, kabın içinde yuvarlanan bir top gözönüne alınarak açıklanabilir. Kabın içi kararlılık, dışı ise kararsızlık bölgesini gösterir. Kabın kenarındaki farklı noktalar farklı yüksekliklere sahiptir.

Başlangıçta top kabın dibinde hareketsiz olup, bu durum kararlı denge durumu (SEP) olarak ifade edilir. Topun belirli bir yönde hareket etmesini sağlamak suretiyle bir miktar kinetik enerji verildiği zaman, top tik hareket yönü ile belirlenen bir yol boyunca kabın iç yüzeyinde yukarıya doğru hareket edecektir. Topun duracağı nokta başlangıçta verilen kinetik enerji miktarı ile kontrol edilir. Şayet top, kinetik enerjisinin tümünü kenara yaklaşmadan önce potansiyel enerjiye dönüştürürse geriye yuvarlanacak ve sonunda tekrar kararlı denge noktasına yerleşecektir. Bununla beraber verilen kinetik enerji, topu kenardan dışarıya çıkarmaya yetecek büyüklükte ise, top kararsızlık bölgesine geçecek ve kararlı denge noktasına geri dönmeyecektir. Kabın içindeki yüzey potansiyel enerji yüzeyini ve kabın kenarı ise potansiyel enerji sınır yüzeyini gösterir.



Şekil 2.1 Kabın iç yüzeyinde yuvarlanan top

Topun kararsızlık bölgesine geçip geçmediğini belirlemek için iki büyüklüğe ihtiyaç duyulur, (a) Başlangıç enerjisi ve (b) kesişme noktasındaki kenar yüksekliği. Bu noktanın yeni ilk hareketin yönüne bağlıdır.

2.2. Güç Sistemlerine Uygulanması

TEF(Geçici Hal Enerji Fonksiyonu) yönteminin güç sistemlerinin kararlılık analizine uygulanması, kavramsal olarak, bir kap içinde yuvarlanan topun kararlılığına benzemektedir. Başlangıçta sistem kararlı denge noktasında çalışmaktadır. Arıza meydana geldiğinde, denge bozulur ve senkron makinalar arıza yerine bağlı olmak suretiyle hızlanır veya yavaşlar. Güç sistemi arıza süresince kinetik ve potansiyel enerji kazanır ve sistem kararlı denge noktasından uzağa doğru hareket eder. Arıza giderildikten sonra, potansiyel enerji kinetik enerjiye dönüşür. Generatörlenn kararsızlığa gitmemesi için, sistemin potansiyel enerjiyi yutabilme yeteneğine sahip olması gerekir. Belirli bir arıza sonrası şebeke için, sistemin yutabileceği kritik geçici hal enerji miktarı vardır. Bu yüzden, geçici hal kararlılık analizinde aşağıda belirtilen çalışmaların yapılmasına gerek vardır:

- Bir ya da birden fazla makinanın, senkronizmadan ayrılmasına neden olan geçici hal enerjisini en doğru biçimde tanımlayan fonksiyonun elde edilmesi.
- Senkronizmayı kaybedecek olan makinalar için gereken kinetik enerjinin tahmini.

3. PRATİK GÜÇ SİSTEMLERİNİN ANALİZİ

Direkt yöntemin pratik güç sistemlerine uygulanışında bir takım basitleştirici kabuller gereklidir. Bunlar, generatörlerin klasik modeller ile ve yüklerin sabit empedanslar ile gösterilmesi şeklinde ifade edilebilir/5,6/. Son zamanlarda daha ayrıntılı modeller içerecek şekilde yöntemi geliştirmek için girişimler olmuştur/7/.

Düğüm admitans matrisi, generatör geçici reaktansları ve yük admitansları ile birlikte aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$I_G = Y_R \cdot E_G \quad (3.1)$$

Burada Y_R , generatör iç düğümleri dışındaki tüm düğümlenn yok edildiği durumdaki admitans matrisi, E_G , generatör iç genlim vektörü ve I_G , generatör akım vektörüdür, i. generatörün aktif gücü aşağıdaki gibidir:

$$P_i = \text{Re} \{ \bar{E}_i \cdot \bar{I}_i \} = \text{Re} \{ \bar{E}_i \cdot \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} I_j \} = E_i \cdot G_{ii} +$$

$$\sum_{j=1}^n E_i \cdot E_j \cdot \{ B_{ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) + G_{ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) \} \quad (3.2)$$

TEF yönteminin uygulanabilmesi için,

$$\delta_{COI} = \frac{1}{H_T} \sum_{i=1}^n H_i \cdot \delta_i \quad (3.3)$$

gibi bir 'Atalet Merkezi(COI)' tanımına ihtiyaç duyulur. COI' ya göre sistem dinamikleri

$$2 \cdot H_T \cdot p(A_{COI}) = P_{COI} = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}) \quad (3.4)$$

$$p(\delta_{COI}) = (A_{COI}) \cdot \omega_0 \quad (3.5)$$

şeklinde ifade edilir. Bu ifadelerde

$$P_{mi} = P_{mi} - E_i \cdot G_{ii} \quad (3.6)$$

$$P_{ei} = 2; [C_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) + D_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (3.7)$$

olup, burada ω_0 , rad/sn olarak senkron hız ve A_{COI} ise COI' nin binim olarak senkron hızdan sapmayı gösterir.

Generatörlenn COI' ya göre hareketi

$$\ddot{\delta}_i = s^2 I - s_{COI} \delta_i \quad (3.8)$$

$$\ddot{\alpha} > I = \ddot{\alpha} = (\ddot{\alpha} - A_{COI}) p u \quad (3.9)$$

ile verilmiştir. COI referansına göre i. makinanın hareket denklemleri aşağıdaki gibi olur:

$$2.H_i.p(\omega_i) \approx P_{mi}'' - P_{ei} - \frac{H_i}{H_T} P_{COI} \quad (3.10)$$

$$p(\theta_i) = \omega_i \cdot \omega_0 \quad (3.11)$$

Bozucu etki sonrası sistemin geçici hal enerjisini ifade eden V enerji fonksiyonu ise

$$V = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n J_i \omega_i^2 - \sum_{i=1}^n P_{mi}'' (\theta_i - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n$$

$$[c_{ij} \cdot (\cos e_{ij} - \cos e_{ij}^s) - j D_{ij} \cdot \cos e_{ij} \cdot d(e_i + e_j)] \quad (3.12)$$

olup, burada eşitliğin sağ tarafındaki ilk terim kinetik enerji, diğer üç terimin toplamı ise potansiyel enerji olarak ifade edilebilir.

Geçici hal enerjisinin analizi aşağıdaki adımları içerir.

1. V_{cr} kritik enerjisinin hesaplanması.
2. Arızanın giderilmesi esnasında toplam sistem enerjisi (V_s) nin hesaplanması.
3. V_{cr} ile V_s ' nin karşılaştırılması.

V_{cr} kararlılık bölgesi sınırının hesaplanmasında bugüne kadar üç farklı yaklaşım gözönüne alınmıştır. Bunlar ana hatları ile aşağıda açıklanmışlardır.

3.1. En Yakın Kararsız Denge Noktası (UEP) Yaklaşımı

Adım 1: Bozucu etki sonrası sistemin sürekli hal denklemlerini çözmek suretiyle tüm kararsız denge noktaları (UEP) belirlenir.

Adım 2: Bu UEP' lerin herbirinde sistem potansiyel enerjisi bulunur. V_{cr} kritik enerji, minimum potansiyel enerjiyi veren kararsız denge noktasındaki sistem enerjisidir.

Yuvarlanan top benzerliği gözönüne alınacak olursa, en yakın kararsız denge noktasının, kabın kenarındaki en alçak noktaya eşdeğer olduğu söylenebilir. En

yakın kararsız denge noktasındaki kritik enerji, topun, kenarın en alçak noktasında olduğu zamanki potansiyel enerjisine eşdeğerdir. Bu ise, ilk hareket yönünün, daima kenar üzerindeki en alçak noktaya doğru olduğunu varsaymak demektir. Bu yaklaşımda, bir güç sistemindeki en kötü arıza yeni gözönüne alınmak suretiyle kritik enerji hesaplanır. Bu durumda sonuçlar, sayısal integrasyondan elde edilen sonuçlara göre biraz farklıdır.

3.2. Arıza Yerine Bağlı UEP Yaklaşımı

Bu yaklaşım, anıza yerine bağlı olan kinetik enerjiyi hesaplamak suretiyle yukarıdaki olumsuzluğun önemli bir kısmını ortadan kaldırır. Kritik olarak kararlı tüm durumlarda, sistem yörüngelerinin sistemin kararsızlık sınırı ile oldukça ilgili olan kararsız denge noktalarına yakın kaldığı gözlemine dayandırılır. Burada kullanılan hesaplama işlemi iki adımdan oluşur.

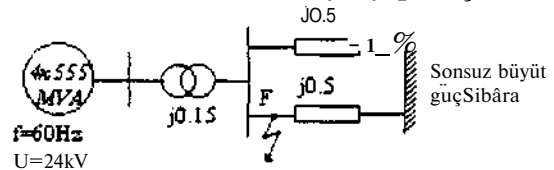
- (1) Bozucu etki modunun tanımlanması,
- (2) İlgili UEP' lerin hesabı.

3.3. Devamlı Arıza Yaklaşımı

Büyük sistemler için ilgili UEP' nin hesabı çok zaman alır. Sert sistem koşulları altında, çözüm işlemi yanlış UEP' ye yakınsayabilir veya hiç yakınsama da yapmayabilir. Bu yaklaşım ilgili UEP' nin hesabından kurtulmak için geliştirilmiştir.

4. ÖRNEK SİSTEM

$t_c = 0.07$ sn, 0.086 sn ve 0.087 sn' lerde giderilen arızalar için, aşağıdaki sistemin geçici hal kararlılık analizi, TEF metodu kullanılmak suretiyle yapılmıştır.



Şekil 3.1 Örnek sistem

Çözüm:

$$e_s = 0.9552 \text{ rad}$$

$$e_s = 7c - e_s = 2.1864 \text{ rad}$$

$$V_{cr} = 0.1651$$

Tablo 4.1

Usn)	e_s (rad)	$\langle a_s \rangle$ (pu)	V_{cr}
(1)0.07	0.8479	0.009	0.1107
(2)0.086	0.9083	0.01106	0.1620
(3)0.087	0.9124	0.01119	0.1657

5. SONUÇLAR

Tablo 4.1' de görüldüğü gibi birinci ve ikinci durumlarda $V_c^* V^*$ olduğundan sistem kararlı olup son durumda kararsız hale gelmektedir. Bu sonuçlar, aynı sistemin sayısal integrasyon metodları ile analiz edilmesi neticesinde elde edilen sonuçlar ile uyum göstermektedir. Sistem büyüdükçe sonuçlarda ortaya çıkan olumsuzluk, yeni tekniklerin geliştirilmesiyle ortadan kalkmıştır. Bu durum ise, büyük enerji sistemlerinin kararlılık analizinin, TEF metodu ile yapılmasının üstünlüğünü ortaya koymaktadır. Çünkü kararlılık analizinin bu yöntem ile yapılması çok zaman kazandırmaktadır.

KAYNAKÇA

- 10* P.C. Magnusson, "Transient Energy Method of Calculating Stability," AIEE Trans., Vol. 66, pp. 747-755, 1947.
- 121* P.D. Aylett, "The Energy Integral-Criterion of Transient Stability Limits of Power System." Proc. IEE. Vol. 105c, No.8, pp. 527-536, September 1958.
- 131* G.E. Gless, "Direct Method of Liapunov Applied to Transient Power System Stability" IEEE Trans., Vol. PAS-85, No. 2, pp. 158-168, February 1966.

/4/ A.H. El-Abiad and K. Nagappan, "Transient Stability Regions of Multimachine Power Systems," DEEE Trans., Vol. PAS-85, No. 2, pp. 169-178, February 1966.

151 N. Kakimoto, Y. Ohsawa, and M. Hayashi, "Transient Stability Analysis of Electric Power System Via Lure' Type Liapunov Functions, Parts I and II," Trans., IEE of Japan, Vol. 98, No. 516, May/June 1978.

161 A.A. Fouad and S.E. Stanton, "Transient Stability of Multimachine Power System. Parts I and II," IEEE Trans., Vol. PAS-100, pp. 3408-3424, July 1981.

III A.A. Fouad, V. Vittal, Y-X. Ni, H.M. Zein-Eldin, E. Vaahedi, H.R. Pota, K. Nodehi, and J. Kim, "Direct Transient Stability Assessment with Excitation Control," IEEE Trans., Vol. PWR-4, No.1 pp.75-82, February 1989.



Kürşat Ayan 1962 yılında İstanbul'da doğdu. 1984 yılında İTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesinde lisans, 1988 de ise yüksek lisans programını tamamladı. Halen aynı üniversitede doktora tez çalışmasını sürdürmekte olup, enerji sistemlerinde güç iletim sınırının artırılması konularında çalışmalar yapmaktadır. Halen Sakarya Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik-Elektronik Bölümünde araştırma görevlisi olarak çalışmaktadır.



Nesrin Tarkan (Prof.Dr) İTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Müh. Bölümü öğretim üyesidir. Elektrik güç sistemlerinin analizi, planlanması ve optimizasyonu konularında çalışmaktadır. Sonuçlanmış 6 doktora ve 60 dan fazla yüksek lisans tezi yönetmiştir. Aynı konularda 40 civarında yayın ve çalışması vardır. Halen İTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Anabilim dalı başkanıdır.

İLETİM HATLARINDA YILDIRIM DÜŞMEŞİ DURUMUNDA MEYDANA GELEN GEÇİCİ REJİMLERİN DURUM UZAYI TEKNİĞİ İLE İNCELENMESİ

M. Salih MAMİŞ

Muhammet KOKSAL

İnönü Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi
Elektrik-Elektronik Müh. Böl., Malatya

Özet - Bu makalede enerji iletim hatlarına yıldırım düşmesi durumunda meydana gelen geçici gerilimler, durum uzayı tekniği kullanılarak incelenmiştir. İletim hatları toplu parametreler ile modellenmiş ve bu modelden elde edilen durum uzayı denklemlerinin gerçek çözümü ve nümerik integrasyonla yapılan çözümleri karşılaştırılmıştır.

1. GİRİŞ

Enerji iletim hatları, elektrik sistemlerinin en önemli kısımlarından biridir. Enerji iletim hatlarında oluşan aşırı gerilimlerin bilinmesi kesicilerin tasarımı, yalıtım derecesinin belirlenmesi ve sistem aygıtlarının korunması için gereklidir.

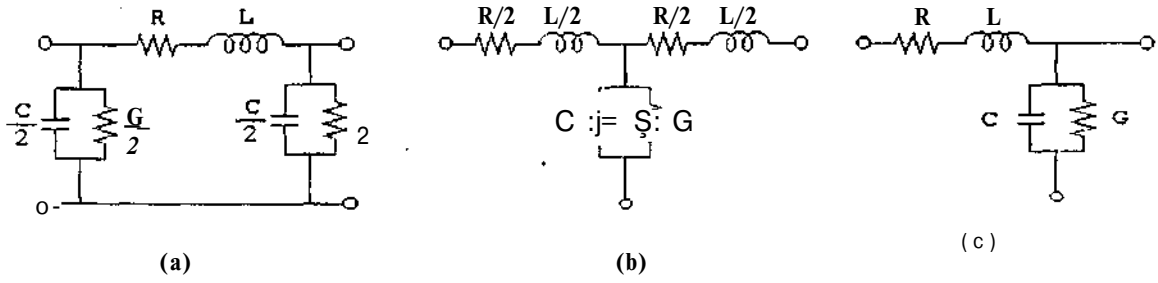
Yıldırım düşmesi, arıza ve enerji verilmesi ile kesilmesi durumunda meydana gelen aşırı gerilimlerle ilgili çalışmalar elektromanyetik geçici rejim analizlerinin şemsiyesi altında toplanmaktadır. Geçici çözümler, geçmişte TNA (Transient Network Analyzer) adı verilen analog bilgisayar veya iletim hatlarının dağılık-parametreli matematik modellerinde ortaya çıkan kısmi diferansiyel denklemlerin analitik çözümü ile etüd edilmiştir. Bilgisayarların yaygınlaşması ile son yıllarda frekans bölgesinde [1,2] ve zaman bölgesinde [3] çözüm yapan metodlar geliştirilmiştir. Ancak, kullanılan nümerik metoda göre değişen çeşitli sınırlamalar mevcuttur.

Günümüzde bilgisayarların işlem hacmi, hızları ve hafıza boyutları hızla artmaktadır. Durum uzayı teknikleri kullanıldığında

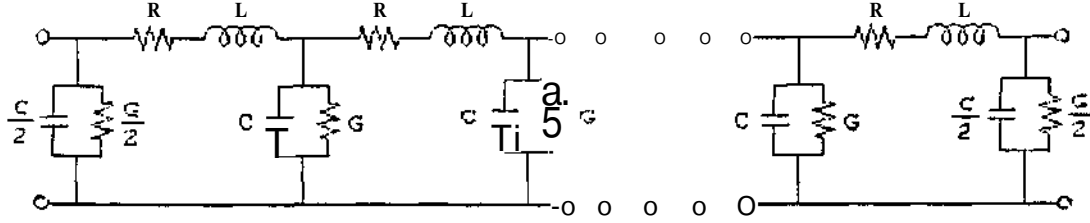
sistemin boyutları artsada, bilgisayarların bu gelişiminden faydalanılarak PC'lerde dahi yeterli doğrulukta çözümler elde etmek mümkündür. Durum uzayı denklemlerinin nümerik integral ile yapılan çözümünde [4,5] zaman adımı önem kazanmaktadır. Bu tekniğin en önemli özelliği, toplu parametrelerin ve doğrusal olmayan elemanların bulunduğu sistemlerde kolayca çözüm sağlamasıdır. Analitik çözüm, tek fazlı sistemlerde çeşitli örneklere uygulanmış [6] ve olumlu sonuçlar alınmıştır; bu tekniğin en önemli özelliği ilk koşul haricindeki ara değerlerin kullanılmadan herhangi bir andaki durumunun doğrudan hesaplanabilmesidir. Bu tebliğde her iki çözüm metodu bir yıldırım düşmesi örneğine uygulanarak elde edilen sonuçlar incelenecektir.

2. İLETİM HATTI MODELİ

İletim hatları dağılık parametrelidir. Böyle bir sistem, hattı birbirine bağlı yeterli sayıda toplu parametrelidir benzer alt devrelerin ardışık bağlantısı şeklinde ifade etmekle yaklaşık olarak simüle edilebilir. Her alt devre T, n, veya T şeklinde olabilir ve seri indüktans (L) ve direnç (R) ile paralel iletken (G) ve kapasitans (C) elemanlarından oluşur. Bu parametreler; hattın toplam parametrelerinin, hattı temsil eden alt devre sayısına bölümü sonucunda elde edilirler. Hattın bir alt devrelik kısmı Şekil 1'de görülmektedir. Çok sayıda 11-devrenin birbirine ardışık olarak bağlantısı sonucunda Şekil 2'de görülen hat modeli elde edilmiştir.



Şekil 1. İletim hattı modelleri: a) H-modeli, b) T-modeli, c) T-modeli.



Şekil 2. n-devreler kullanılarak oluşturulan iletim hattı modeli.

3. ENERJİ İLETİM SİSTEMLERİNİN DURUM UZAYI GÖSTERİMİ

Doğrusal ve zamana bağlı olmayan sistemlerde indüktans akımları ve kapasitans gerilimlerinin bir bölümü durum değişkeni seçilerek oluşturulan sistemin durum uzayı denklemleri

$$\dot{x} = Ax + Bu, \quad x(t_0) = x_0, \quad (1a)$$

$$y = Cx + Du \quad (1b)$$

şeklinde yazılabilir. Bu denklemlerde x durum değişkeni vektörü, u kaynak vektörü, x_0 ilk koşul vektörü, y çıkış büyüklükleri vektörü olup, A, B, C ve D de devrenin toplu parametre değerlerine bağlı olan sabit matrislerdir. Bu denklemler iletim hatlarının Fİ-, T-, F- modelleri için çeşitli yük ve kaynak bağlantıları durumunda formüle edilebilir.

Denklem 1, nümerik integrasyon ve doğrudan analitik çözüm olmak üzere iki değişik şekilde çözülebilir. Nümerik integrasyon tekniği ile ilgili teorik bilgiler kaynak [4]'de bulunmaktadır ve aynı şekilde programlanmıştır. Bu nedenle kısaca analitik çözüm üzerinde durulacaktır.

Denklem 1a'nın x(t) için çözümü

$$x(t) = e^{A(t-t_0)} x_0 + \int_{t_0}^t e^{A(t-t')} Bu(t') dt' \quad (2)$$

şekindedir. Denklem 2'deki integral değeri u' dan u 'ya atlayan basamak fonksiyonlu bir kaynak için çözüldüğünde

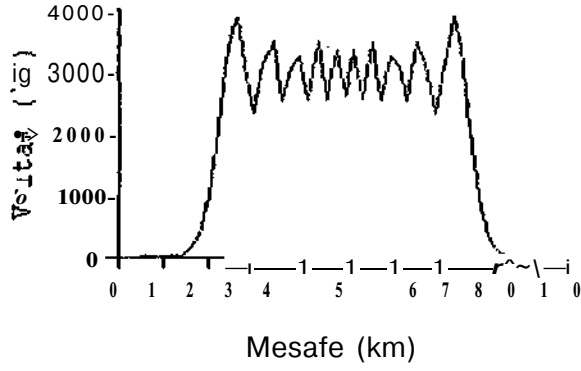
$$x(t) = e^{A(t-t_0)} x_0 + (-A)^{-1} [I - e^{A(t-t_0)}] Bu \quad (3)$$

bulunur. Bu eşitlik zaman parametresi t'ye bağlı bir eşitlik ve sistemin herhangi bir andaki geçici ve kalıcı cevaplarını bulabilmek için kullanılabilir. Sistem boyutlarının büyük olması denklemde görülen e^{At} 'nin hesaplanmasını zorlaştırmaktadır. Bu nedenle, durum denklemlerine lineer dönüşüm teknikleri uygulanmıştır.

Denklem 1a'ya $x = T\bar{x}$ benzerlik dönüşümü uygulanacak olursa, yeni durum değişkeni \bar{x} 'nin oluşturacağı durum denklemleri

$$\dot{\bar{x}} = A\bar{x} + \bar{B}u, \quad \bar{x}(t_0) = \bar{x}_0 \quad (4)$$

şeklinde yazılabilir. T matrisi, kolonları A matrisinin öz vektörlerinden oluşan kare bir matris olarak seçildiğinde, A matrisi, sıfır olmayan elemanları A'nın öz değerlerinden ($\lambda_i, i=1,2,\dots,n$) oluşan köşegen bir matris



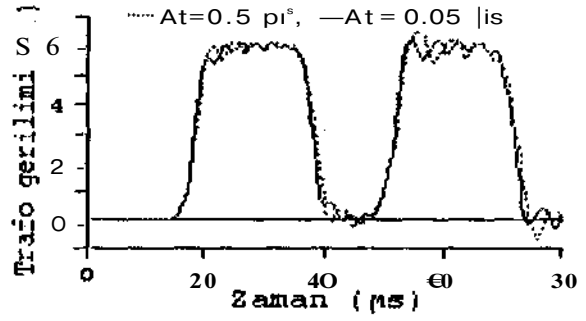
Şekil 3. Hat üzerindeki gerilimler (t=10 µs).

olacaktır. \bar{x} için çözüm, (3)'te yeni durum denklemlerindeki katsayı matrisleri kullanılarak elde edilir. e^{At} , sıfır olmayan elemanları (i,i) konumundaki elemanı e^{ht} olan köşegen bir matris olacaktır. Sistemin gerçek çözümü, $x = T^{-1} \bar{x}$ geri dönüşümü ile bulunabilir. Matris işlemlerinde sıfır olan elemanlar göz önüne alınarak bilgisayar zamanından ve bellek miktarından tasarruf sağlanmıştır. Özdeğer problemi için QR metodu uygulanmıştır.

Bahsedilen metodların gerek formülasyon gerekse her iki metodla yapılan çözüm kısımları PC'de çalıştırılan FORTRAN programlarıyla yapılmıştır. Hazırlanan yardımcı bir programla, hesaplanan bilgileri DOS ortamında, bilgisayar ekranında grafik halinde görmek mümkün olmaktadır.

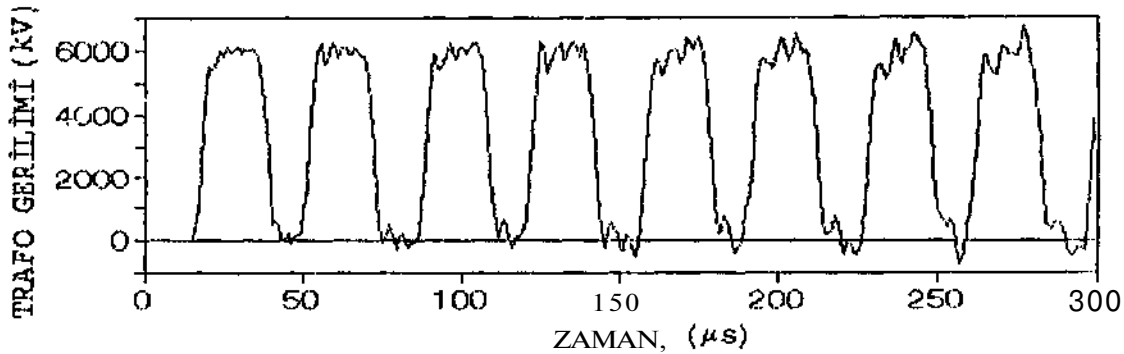
4. ÖRNEK

Örnek olarak 20 kV'luk, parametreleri $R'=0.05 \text{ fi/km}$, $L'=1\text{mH/km}$, $G'=0.556 \text{ jiS/km}$,



Şekil 4. Zaman adımı At nin etkisi.

ve $C'=11.11 \text{ nF/km}$ olan 10 km uzunluğunda bir dağıtım hattı seçilmiştir. Hatlin bir tarafı açık devre olup diğer tarafında ise 6 nF ile temsil edilen bir trafo bulunmaktadır. 50 il-devresi ile oluşturulan bu hat modelinin faz iletkenine 5. km'de doğrudan yıldırım düşmesi sonucunda meydana gelen aşırı gerilimler incelenmiştir. Yıldırım darbesi 20 µs süreyle devam eden 20 kA değerinde basamak fonksiyonlu akım kaynağı olarak ifade edilmiştir. Tek rakamlı durum değişkenleri olarak kapasitans gerilimleri ve çift rakamlı durum değişkenleri olarak indüktans gerilimleri alınarak oluşturulan durum denklemindeki A matrisi 3-barıd bir matristir. t=10 µs anında doğrudan çözümle elde edilen hat üzerindeki gerilimlerin durumu Şekil 3'le görülmektedir. Yıldırım dalgası bu sürede yaklaşık 3 km yol katetmiştir ve yürüyen dalga denkleminin kayıpsız hatlar için elde edilen teorik değerleriyle uyum sağlamaktadır. Nümerik integral ile yapılan çözümde, zaman adımı At'nin çözüm üzerindeki etkisi Şekil 4'de verilmiştir.



Şekil 5. Trafo gerilimi.

Bu şekilden de görüldüğü üzere, zaman artışına bağlı olarak hata oranı artmaktadır. Nümerik integrasyonda $t=0.05$ us ile elde edilen sonuçlar ile doğrudan çözümle elde edilen trafo üzerindeki gerilimler ilk 300 μ s için Şekil 5'te görülmektedir ve sonuçlar grafiksel olarak çakışmıştır; bu sonuçlar PC 386DX-40'da sırasıyla 56, 49 sn'de bulunmuştur. Nümerik integrasyon ile yapılan çözümde her zaman adımı için eşit bilgisayar zamanı harcanmaktadır. Doğrudan çözümde ise bu zamanın büyük bölümü özdeğer hesaplamalarında harcanmakta ve daha sonra istenen andaki sonuçların hesaplanması kısa sürede yapılmaktadır.

5. SONUÇ

İletim hatlarına yıldırım düşmesi ile meydana gelen aşırı gerilimler, durum uzayı teknikleri kullanılarak; nümerik integrasyon ve durum denklemlerinin doğrudan çözümü ile incelenmiştir. Doğrudan çözüm, doğruluk derecesi açısından ve uzun süreli geçici rejimlerin incelenmesinde bilgisayar zamanı açısından daha elverişli olmaktadır.

KAYNAKÇA

- [1] P. Moreno, R. Rosa ve J. L. Natedo, "Frequency domain computation of transmission line closing transients," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 6, no. 1, pp. 275-281, Jan. 1991.
- [2] A. Ahmed, P. Johannet ve Ph. Auiol, "Efficient inverse Laplace transferin algorithm for transient overvoltage calculation," *IEEProc.-C*, vol. 139, no. 2, pp. 117-121, Mar. 1992.
- [3] H. W. Dommel, "Digital computer solution of electromagnetic transients in single and multiphase networks," *IEEE Trans. OD Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, no. 4, pp. 388-399, Apr. 1969.
- [4] R. M. Nelms, G. B. Sheble, S. R. Newton ve L. L. Grigsby, "Using a personal computer to teach power system transients," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 1293-1297, 1989.

- [5] B. Jeyasurya, I. H. Vu ve W. J. Smolinski, "Determination of transient apparent impedances of faulted transmission lines," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 10, pp. 3370-3378, October 1983,
- [6] Mamiş M. Salih, "Steady-state and transient analysis of transmission lines by using state-space techniques," *A Master's Thesis*, University of Gaziantep, Gaziantep, Sept. 1992.



M. Salih Mamiş
1964 yılında Kahta'da doğdu. 1989 da O.D.T.Ü. Gaziantep Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümü'nden lisans, 1992'de Gaziantep Üniversitesi'nden yüksek lisans derecesi aldı. 1989 ve 1994 tarihleri arasında Gaziantep Üniversitesi'nde araştırma görevlisi olarak çalıştı. Halen, Gaziantep Üniversitesi'nde doktora yapmakta ve İnönü Üniversitesi'nde Araştırma Görevlisi olarak çalışmaktadır. Enerji İletim hatlarında geçici rejimlerin analizi ile ilgilenmektedir



Muhammet Koksal
25 Şubat 1947 tarihinde Çarşamba'da doğdu. 1969 yılında O.D.T.Ü. Elektrik Mühendisliği Bölümü'nden mezun oldu. Yüksek lisans ve doktora öğrenimlerini aynı bölümde 1972 ve 1975 yıllarında bitirdi. 1969 da O.D.T.Ü.'de asistan olarak başladığı akademik hayatına 1972'de öğretim görevlisi olarak devam etti. 1976 yılında Yardımcı Doçent olduktan sonra O.D.T.Ü. Gaziantep Elektrik-Elektronik Müh. Böl.'ne transfer oldu. 1983 te Doçent, 1989'da Profesör unvanı aldı. 1993'ten itibaren görevine İnönü Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Dekanı olarak devam etmektedir. Çoğunluğu doğrudan Devreler ve Sistemler konusunda olan bilimsel çalışmaları, enerji iletim hatları, güç elektroniği, elektrik makinaları devrelerinin analizi ve uygulamalı matematik üzerinde olmuştur ve devam etmektedir.

ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİ KAYIPLARININ BULUNMASI



Yalçın ANAYURDU

TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası
İzmir Şubesi Enerji Komisyonu

Özet: Bildirimizde elektrik dağıtım şebekelerindeki kayıpların olanaklar içinde, gerçeğe en yakın, uygulanabilir yöntemlerle bulunması için öneriler sunulmaktadır.

İletim şebekelerinin indirici trafo merkezlerinde 35 kV ve altı orta gerilim (O.G.)'e dönüştürülen elektrik enerjisinin tüketiciye ulaştırılınca kadafbir kısmının ısı şeklinde dağıtım şebekesinin enerji nakil hatlarında (ENH) ve donanımında iş görmeden açığa çıktığı bilinmektedir.

Dağıtım kaybı olarak bilinen bu durumun tamamen önüne geçmek olası değilse, düşük kayıplı donanım kullanarak, dağıtım şebekelerini daha modern hale getirerek önemli ölçüde iyileştirmek olasıdır. Bunun yanında yine hızlı şehirleşme nedeni ile imar planı dışı yapılaşma, enerji dağıtım hatlarında sorunlar oluşturmakta, yasa ve yönetmeliklere uymayan yollardan tüketilen enerjiyi önlemeyi gündeme getirmektedir.

Nedeni ne olursa olsun, dağıtım şebekelerindeki kayıpların gerçek değerinin bilinmesine ve özellikle ülkemizde özelleştirmenin gündemde olduğu bu dönemde, dağıtım müesseselerinin

kayıp hesabında ortak yöntemleri kullanmalarına gereksinim vardır. Şebeke kayıplarının bulunmasında üç yöntem önerilebilir:

1- Modern ve merkezi kontrollü şebekelerde gerek ENH'nın, gerekse dağıtım trafolarının günün 24 saatinde doluluk oranları ve bu doluluk oranlarına göre verimlerinden giderek, bilgisayar destekli hesaplama yöntemleri ile kayıpların hesaplanması;

2- Yeterince modern olmayan, bir çok bölümü ortak özellikler taşıyan dağıtım şebekelerinde örnek ENH ve dağıtım trafoları kayıp eğrilerinin diğer ENH ve şebekelerde de geçerliliği varsayımına dayanarak kayıpların hesaplanması;

3- Birinci ve ikinci önerilerdeki gibi hesaplama yapılmasının mümkün olmadığı şebekelerde tüm enerji girişlerine ve tüm tüketici girişlerine gerekli ölçü düzeni koyarak, aradaki farkın kayıp kabul edilmesidir.

Ülkemizde dağıtım şebekelerinin başta belirtildiği gibi hızlı şehirleşmeden dolayı yeterince planlı gerçekleştirilemeyeşi nedeni ile üçüncü önerinin uygulanmasının daha gerçekçi olacağı düşünülmüştür.

Ölçüm yöntemide diyebileceğimiz bu yöntem için ilk bakışta dağıtım şebekelerinin girişinde ve tüketici girişlerinde ölçü düzenlerinin bulunduğu ve hemen uygulanabileceği anlaşılırsa da, dağıtım müesseselerinin kayıp oranları incelendiğinde 1992 yılı için İzmir%3,9, Mardin %60, 1993 yılı için İzmir%1,9, Mardin %50(1) gibi çok farklı, hatta literatürde rastlanması zor değerlerde buldukları, dolayısı ile yöntem hatası olasılığının büyük olmasını düşündürmektedir. Esasen, (aydınlatma + bedelsiz) tüketimlerin alınan enerjiye göre 1992 yılı için Mardin %0,7 ile Hakkari %19,2, 1993 yılı için Mardin %5, Hakkari %15,5 gibi çok farklı ve değişken değerlerde olması eksik ölçüleme olasılığını gündeme getirmektedir. Benzer bölgelerde değişik oranlara rastlama olasıdır. Başka bir örnek; İzmir, İzmir Dağıtım Şebekesi'nde TEAŞ'ın indirici trafo merkezlerinin hemen yanında, dağıtım hattı çok kısa ve il bazında alınan enerjiye göre tüketim payları oldukça yüksek(1994 yılında alınan enerjinin %40'ı bu tip müşterilerce tüketilmiştir) ark ocaklı tüketiciler vardır. Sıfır kayıplı müşteriler olarak da nitelenen bu tip müşterilerin tüketimleri dahil edilerek aydınlatma ve bedelsiz tüketimin tesbitinde bazı nedenlerden sayaçlarla ölçülemeyen enerjinin, başka bir ilde olmamasına karşın, satın alınan enerjinin %3'ü olarak belirli bir değer alınması, kayıpların bulunmasında hataya neden olabilmektedir. Esasen sanayi tüketim oranları büyük olan illerde aydınlatma, payının düşük olması gerektiği açıktır. Bu değer 1993 yılı için Bursa'da %1,4, Kocaeli'nde %1,7'dir. Genel bir varsayım, elektrik sayaçları uzun süre kullanımdan dolayı sürtünme kuvvetlerinin artması yanında, frenleme daimi magnetlerinin za-

yıflama oranı çok düşük kalmakta, sayaçların eksi yöndeki hataları artmaktadır. Bu nedenle dağıtım müesseselerinin aldıkları enerjinin TEAŞ'ın indirici trafo merkezlerinde yapılan ölçümlerin hatalı olarak fazla yazma olasılığı çok düşüktür. Sokak aydınlatması ise mutlaka zaman saati yada fotosel kontrolü ile dağıtım trafo merkezlerinde yapıldığından, bu enerjinin ölçülmesi oldukça kolaydır. Aydınlatma tüketimleri üzerinde genel olarak sayaç bulunmakta, hatalı yada sayaçsız yerlerin çalışır duruma getirilmesi önemli bir çalışma gerektirmektedir. Endekslerin yılda iki kez okunması yeterli olabilecektir. Esasen yılda en az iki kez trafoların yük kontrolünde yapılması gerektiği düşünülürse, her iki işlemin birleştirilmesi sonucu önemli bir ek işler getirmesi söz konusu değildir. Bir başka ölçüm gereği bedelsiz tüketim adı verilen kamu yararına çalışan kurumlar yada hayır kurumları ile benzer yerlere verilen enerjinin ölçülmesidir. Kurulu donanımın zorlanması, hatta tahrip olmasının önüne geçilmesi, şebeke kayıplarından ayrı tutulması, usulsüz ve amaç dışı kullanımın denetlenmesi açısından bu tip tüketim yerlerinin de ölçülmesini zorunlu kılmaktadır. Şimdiye kadar üzerinde yeterince durulmayan, ancak giderek önem kazanan verim konusunun elektrik dağıtım şebekelerinde de ele alınması gereği açıktır. Dağıtım şebekelerinde her tür tüketim noktasına ölçü düzeni kurmak ve belli bir dağıtım sistemine giren-çıkan enerjiyi ölçerek aradaki farkı kayıp saymak, var olan koşullara göre uygulanabilir bir yöntem olarak görülmektedir. Benzer şebekelerde önemli farkların olması halinde nedenlerin araştırılıp, olası hataların önlenmesi mümkün olabilecektir.

Kaynakça: 1)

Türkiye Elektrik Enerjisi Tüketim Analizi(1990-1992) TEK.

Türkiye Elektrik İstatistikleri özeti (1992 yılı sonu) TEK.

Türkiye Elektrik İstatistikleri özeti (1993 yılı sonu) TEK.

Yalçın ANAYURDU; 1942 yılında İzmir'de doğdu. İlk ve orta öğrenimini İzmir'de tamamladı. 1967 -yılında İstanbul Yüksek Teknik Okulu'nda (Yıldız) mezun oldu. Kısa bir dönem YSE'de çalıştıktan sonra 1968-60 yılında askerlik görevini tamamladı. 1970 yılında TEK Röle Ölçü Aletleri Müdürlüğü'nde çalışmaya başladı. 1995 yılında emekli oldu.

ORTA GERİLİM DAĞITIM SİSTEMLERİNDE YAŞANAN SORUNLAR VE ÇÖZÜM ÖNERİLERİ

Cevat ŞAHİN

TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası
İzmir Şubesi Enerji Komisyonu

GİRİŞ-Elektrik üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinin tek elde toplanması gerekçesiyle belediyelerde bulunan elektrik işletmeleri, İller Bankası Enerji Dairesi ile köy işletmelerinin 1982 yılından başlayarak TEK'e devredilmeleri, ülkemizin enerji politikalarında atılan en önemli adımlardan biri olmuştur. Dağıtım sistemlerinde o güne dek söz sahibi olan kuruluşların (belediyeler, iller bankası, köy elektrifikasyonu v.b.) teknik donanım ve planlama-yatırımlar açısından yeterli olmayışlarının, belediyelerin elektrik satışından elde ettikleri gelirlerin büyük bölümünü elektrik dışındaki diğer yatırımlara yönlendirmelerinin bu politikanın oluşmasında önemli etkileri olduğu bir gerçektir. Ancak; odamızın da doğru bir karar olarak savunduğu ve desteklediği üretim, iletim, dağıtım bütünlüğünün sağlanması yolunda çözüm olarak düşünülen TÜRKİYE ELEKTRİK KURUMU, zamanla uygulanan yanlış politikalar sonunda bütünleşme yerine daha çok parçalanma, hizmet kalitelesinde beklenen artış yerine ise kalite kaybına neden olmuş, TEK'in içerisine düştüğü bu durum bazı çevreler açısından elektrikte özelleştirmenin önemli bir gerekçesini oluşturmuştur. Bu bildiride elektrik dağıtım sistemlerinde yaşanan sorunların nedenleri ile birlikte tespiti, uygulamalardaki aksaklıklar ve sonuçları ile tespit edilen sorunlara ilişkin çözüm önerileri sunulmaya çalışılacaktır.

Önceleri 19 dağıtım müessesesi olarak örgütlenen ve üst idari yapısını ağırlıklı olarak köy elektrifikasyonu personelinin oluşturduğu dağıtım müesseselerinde, enerji müesadeleri, projelendirme, trafo yeri seçimi, tesis, işletme ve bakım konularında farklılık gösteren uygulamalar ve bu uygulamalara ilişkin sorunlar EMO İzmir Şubesi'nce 1989 yılında yapılan bir anket çalışmayla saptanmış ve bu çalışmanın sonuçları ilgili kuruluşlara iletilmiştir. Geçen süre içerisinde bu sorunlara yönelik yeterli bir çalışma olmadığı gibi müessese sayısının artması, özelleştirme rüzgarlarının TEK'i olumsuz etkilemesi sonucu sorunlar dahada büyümüştür. Gerek yapılan anket çalışması ile ve gerekse dağıtım sistemleri üzerinde yapılan diğer çalışmalar sonucu tespit edilen ana sorunlar şöyle sıralanabilir;

I. İMARLI SAHALARDA TRAFYO YERİ SEÇİMİNE İLİŞKİN UYGULAMALAR :

Özellikle büyük kentlerde trafo yerlerinin seçimi, ve bu trafoların tesis edilmesinde çeşitli sorunlar yaşanmaktadır. Belediyelerden imar planı çalışmaları sonucu talep edilen trafo yerleri, imar planı uygulamalarında yaşanan sorunlar ve imar planlarındaki trafo yeri olarak ayrılan alanların istimlak bedeli ödenmeden elde edilmesinin beklenmesi nedeniyle gecikmelere yol açmaktadır.

Oysa şehirlerde yapılaşma süratli olmakta buna bağlı olarak enerji talepleri artmaktadır.

Bu durumda çözüm olarak enerji talep eden kişi ve kuruluşlar görülmekte ve gereksinim duyulan trafo yerleri buralardan temin edilmektedir. Çoğu kez inşaat ruhsatı aşamasında bu binalardan hiç bir bedel ödenmeksizin trafo yeri ayrıl-makta ve yine bedelsiz olarak trafo bina inşaatı yaptırılmaktadır. Trafo merkezlerinin tesisinde de farklı uy-gulamalar söz konusu olmaktadır. Bazı hallerde malzeme ve montaj EDM'ce (Elektrik Dağıtım Müessesesi), bazı hallerde de malzemesi EDM'ce işçiliği bedelsiz olarak enerji talebinde bulu-nanlarca, bazı hallerdede malzemesi (O.G. yeraltı kablolarının döşenmesi dahil) ve montajı bedelsiz olarak enerji talebinde bulunan kişi ve kuruluşlarca yapılmaktadır. Bütün bunların karşılığında enerji talep sahibinden sadece iştirak bedeli alınmamakta, ancak bedelsiz elde edilen tesislerden yararlanan diğer abonelerden alınan iştirak bedelleri EDM'ye gelir olarak kaydedilmektedir.

2. ENERJİ MÜSAADE BELGELERİ :

Tesislerin enerji taleplerinin karşılanmasında ana kriterlerin saptandığı, olaya yön vererek doğrudan doğruya tesisin ekonomik boyutunun belirlendiği, enerji müsaade belgelerinin, mevcut sistemin yapısını ve sistemin gelecekteki durumunu gözönüne alarak geleceğe yönelik gelişmeler ve en ekonomik çözümü içermesi gerekirken, öne sürülen ağır koşullarla tesis maliyetlerini arttırdığı, gereksiz yatırımlara yol açtığı gözlenmiştir. Şöyle ki : - Mesnet izolatörlü hatlarda branşman hattının zincir izolatörlü istenilmesi,

- Zincir izolatörlü hatlarda branşman hatlarındaki izolatör sayısının artırılması (Ör: 3 ad. askı izolatörü olan hatta 4 askı, 5 gergi elemanı istenilmesi)

- Yeraltı kablo kesidinin belirtilmesi (Örn: 3x150 mm²den küçük kesit kullandırılmaması)

- Trafo merkezi tipinin belirtilmesi, hava hattı ile girişin istenilmemesi, direk tipi trafo tesisine müsaade edilmemesi v.b.

Uygulamalar özellikle 3. şahıslarca yapılan tesislerde önemli ölçüde israfa yol açmakta, projeci tarafından yapılan mühendislik hesaplarını ve ekonomik çözümleri gözardı etmektedir. Bunun yanısıra hazırlanan enerji müsaade belgelerinde olması gereken kaynak trafolarının karakteristikleri, enerji talep noktasına kadar olan hat ve kabloların kesit ve uzunlukları, kısa devre hesaplarına esas olacak perünit değerler ve proje yapımına esas diğer bilgiler verilmemekte ve projeciler bu anlamda oldukça zorlanmaktadırlar.

3. ORTA GERİLİM PROJELERİ:

Gerek tesis ve gerekse işletme aşamasında ekonomik çözüm, montaj kolaylığı, işletmede can ve mal güvenliğinin sağlanması, teçhizat seçimi konusunda projelendirme büyük önem taşımaktadır. Projelerde yapılan hesapların doğruluğu, bu hesaplara dayanılarak seçilen teçhizat, her alanda verilen detay resimleri, inşaat ve mimari projelerin amaca uygunluğu sağlıklı bir tesis ve işletmenin alt yapısını oluşturmaktadır. Oysa dağıtım tesisleri için yapılan projelerde kısa devre hesaplarına yeterince önem verilmediği, montaj detaylarının istenilmediği, trafo havalandırma hesaplarının ve topraklama projelerinin yapılmadığı görülmektedir.

Bu durum tesislerde teçhizatın hatalı seçimine, yanlış montaja, trafo güçlerinin olması gereken gücün dışında seçimine ve en önemlisede ileriye yönelik gelişmelere açık olmayan tesislerin ortaya çıkmasına neden olmaktadır.

4. DAĞITIM ŞEBEKELERİNİN İŞLETME VE BAKIMI :

Dağıtım şebekelerinin devrinden bu yana geçen süre içerisinde bu şebekelerin işletme ve bakımında yetersiz kalınmış, gerekli önlemler alınmamış, özellikle A.G. şebekelerindeki yatırım yetersizliği ve bakım eksikliği arızaların artmasında önemli bir etken olmuştur. Dağıtım şebekelerinin bakımları, bakımların arıza üzerine etkileri, arıza nedenleri, arıza süreleri, satılmayan enerji ve personel sorunu ile alınması istenilen önlemlere ilişkin 1991 yılında İzmir Dağıtım Müessesesinde yapılan bir araştırmanın sonuçları bu konuda bize bir fikir vermektedir. 1991 yılında İzmir Dağıtım Müessesinin sorumluluk sahasında meydana gelen 10345 adet arızada 6882 saat kesinti olmuştur. Kesinti süreleri ile arıza sayısı oranlandığında arıza başına kesinti süresi ortalama 40 dk. olduğu görülmektedir. Sanayi tesisleri dışında kabul edilebilir süre 30 dk. olduğu kabul edilirse 1,34 katı fazla bir değer ortaya çıkmaktadır. Yine hatlarda meydana gelen geçici arıza-kalıcı arıza oranına bakıldığında metropol alan içerisinde bu oranın %29 olduğu, bu konuda kabul edilebilir sınırın ise %3 olduğu görülmektedir. Süreler açısından ise metropol saha içerisinde hat başına yıllık kesinti süresinin 5 saat 55 dakika, metropol dışında ise 23 saat 30 dakika, kabul edilebilir ortalama değer ise 3 saat 30 dakika olduğu düşünüldüğünde metropol sahada kesinti süresinin 1,7 kat, metropol dışında ise 7 kat aştığı görülür. Dağıtım şebekelerinin büyümesi oranında bakım personel sayısının nitelik ve nicelik açısından yeterli seviyeye ulaşmamış olmasının yanı sıra, araç-gereç eksikliğide yukarıdaki verilerin oluşumunda önemli bir etken olmuştur. Bir örnek teşkil etmesi

açısından İzmir Dağıtım Müessesesine ait metropol saha şebeke ve bakım personeli ilişkisini inceleyen (çizelge 1) ve bakım programları ve gerçekleştirme oranlarını inceleyen (çizelge 2) incelendiğinde yukarıdaki verilerin yani arıza sayıları, kesinti süreleri, geçici/kalıcı arıza oranları, hat başına yıllık kesinti sürelerinin dahada arttığı görülecektir. Nitekim İzmir Metropol sahada 1993 yılında %32 olan trafo bakım oranı, 1994 yılında %27'ye düşmüştür. A.G. şebekesinde ise periyodik bakımdan söz etmek mümkün değildir. Zira bu iş için ayrılan iki adet hat bakım ekibi günlük arızalara müdahaleden periyodik bakım yapmaya olanak bulamamaktadır. Arızaların artmasında bir başka önemli etken ise 3.şahıs tesislerinden sisteme yansıyan arızalar olmaktadır. 8u tesislerde yasal olarak ve enerji satış sözleşmeleri gereği bulundurulması gereken teknik elemanların olmayışları, EDM'lerin bu konuda zorlayıcı tedbirler almaması, bakımsız kalan bu merkezlerdeki arızaların kendi sistemine yansımaya neden olmaktadır. Sadece İzmir'de başlatılan 3.şahıs tesislerinde işletme sorumlusu (elektrik mühendisi) bulundurma uygulaması oldukça olumlu sonuç vermiş ve müştür tesislerden yansıyan arızalarda gözle görülür azalmalar saptanmıştır. Özelleştirme politikasının getirdiği 25 yılını dolduran işçilerin emekli edilmeleri ve bunların yerlerine yenilerinin alınmaması, EDM'lerin yetişmiş eleman bakımından hızla zayıflamasına yol açmıştır. Arızalara müdahale ve arızaların giderilme süreleri uzamış, hat ve periyodik bakım süreleri açılmış (ortalama 5 yılda bir) iş kazaları, gerilim düşümü şikayetleri, her noktadan enerji taleplerinin karşılanamaması ve özellikle gecekondu bölgelerinde kaçak elektrik kullanımı yoğunluk kazanmıştır.

A.G. şebekelerinde iletken kopmalarına bağlı olarak ölüm olayları, nötr iletkeni kopmalarında vatandaşa ait techi-zattaki arızaların ve bu konuda açılan dava sayılarının artması EDM'lerin içinde bulunduğu ayrı bir sorundur. Birçok müesseseden daha büyük ilçelerin teknisyen veya idari personel vasıtasıyla idare edilmeye çalışılması, şebekelerin gerektirdiği mühendis per-sonel sayısının yeterli olmayışı, dağı-tımdaki planlama, tesis ve işletmedeki kalitesizliğin bir diğer nedeni olmuştur.

5- TEAŞ-TEDAŞ İLİŞKİLERİ :

Elektrik enerjisinin üretildiği noktadan tüketime sunulduğu en uçtaki aboneye kadar sağlıklı olarak ulaşması üretim-iletim-dağıtım zincirinin bir sistem ve bütünlük içerisinde çalışması ile yakından ilgilidir. Üretim iletimde meydana gelen aksaklıklar doğrudan dağıtımı ilgilendirdiği gibi dağıtım sistemindeki aksaklıklarda üretim-iletimi olumsuz etkilemektedir. Dağıtım sistemlerindeki yük artışlarının takibi, bu yüklerin üretim-iletim sisteminden karşılanıp karşılanmayacağı, yapılacak yatırımların koordinasyonu, TEAŞ-TEDAŞ ilişkilerinin çok iyi olması gereğini ortaya çıkarmaktadır. TEAŞ'a ait trafoların güçleri, bağlantı grupları, koruma sistemleri, TEDAŞ'ın O.G. şebeke yapısında da değişiklikleri beraberinde getirmekte, TEDAŞ fiderlerinin koruma sistemi ile TEAŞ fiderlerinin koruma sisteminin koordinasyonu sistemin sellektif çalışması açısından önem arz etmektedir. Yapılan gözlemlerde TEAŞ ve TEDAŞ arasında yatırımların koordinasyonu yeterince yapılmadığı, TEAŞ'a ait trafo merkezlerindeki değişikliklerin zamanında TEDAŞ'a iletilmediği görülmüştür. Röle koordinasyonu açısından ise hemen hemen hiç bir görüş alışverişi yapılmamaktadır. Ayrıca enterkonnekte sis-

temden gelen arızalarda TEDAŞ'ın müşterilerinin özelliklerine bakılmadan gelişigüzel yükler atılmakta, önemli müşterilerin beslendikleri fiderler ve müşterilerin özellikleri TEAŞ ve Yük Tevzii tarafından bilinmemektedir. Özellikle yaz aylarında (1995 yılı bu açıdan önemli bir örnektir) sistemde meydana gelen gerilim düşümleri TEAŞ-TEDAŞ işbirliği ile çözülmesi gerekirken bu konuda yeterli bir çalışma yapılmamıştır. Yine TEDAŞ'a ait fiderlerin işletme bakımlarının (Fider başlarında) TEAŞ'ta olması, yetki sorunu yaratmakta, bu durum manevralarda önemli sorunlar doğurmaktadır.

DAĞITIM ŞEBEKELERİNE İLİŞKİN ÇÖZÜM ÖNERİLERİ

1- Güç Trafoları, dağıtım trafoları ve A.G. şebekelerinin yükleri sürekli olarak alınmalı, mevcut ve tahmini yük artışlarına göre yeni trafo bölgeleri planlanmalıdır.

2- Planlanan trafo yerlerine ilişkin olarak belediyelerle sıkı işbirliği içerisinde imar planı çalışmaları yapılmalı, kamulaştırma için istimlak bedelleri ödenmelidir.

3- Şehrin ortak kullanım alanlarının dışında 3. şahıslara ait bina ve arazilerden trafo yeri alınması zorunluluğu doğduğunda bu yerlerin rayiç bedelleri üzerinden değerlendirme yapılmalı, katılım bedeli düşüldükten sonra fark mal sahibine ödenmelidir.

4- Enerji müsaade belgelerinde kaynak trafo merkezine ait teknik bilgiler (trafo gücü, gerilimi, bağlantı grubu, perünit değerler v.b.) ile talep noktasına kadar olan hat ve kabloların kesitleri ve uzunlukları ile izolasyon seviyelerine ait bilgiler bulunmalıdır. Ayrıca kaynak trafo merkezindeki koruma sistemi ile talep noktasındaki röle seçiminde dikkat edilecek hususlarda belirtilmelidir.

Yine TEDAŞ'ça yapılması ge-reken ancak 3.şahıslara yaptırılan te-sislerin bedelsiz devir alınması yerine bedelinin ödenme şekli enerji müsa-adelinde yer almalıdır.

5- Projelerde O.G. ve A.G. kısa devre hesapları ve topraklama projeleri istenilmeli, teçhizat seçiminin buna göre yapılması sağlanmalıdır. Kablo ka-nalları, muhafaza boruları, kapı pen-cere detayları, montaj resimleri, A.G. pano detayları açıkça verilmelidir. Trafo havalandırma hesapları yaptırılmalı, trafo gerilim kademelerinin seçimine dikkat edilmeli, keşiflerin gerçekçi olması sağlanmalıdır.

6- Dağıtım şebekeleri öncelikle mühendis ve diğer yetişmiş personel açısından süratle takviye edilmelidir. Personelin yurtiçi ve yurtdışı eğitimlerine önem verilmeli ileri teknolojiler dağıtım sistemlerinde uygulanmalıdır. Şebekelerin envanterleri çıkarılmalı, yeraltı kablo şebeke planları, A.G-O.G. havai hat planları tamamlanmalıdır. A.G. ve O.G. şebekeleri belirli bir plan dahilinde yenilenmeli, bakım sayıları teknik gereklerin belirlediği düzeye ulaştırılmalı, bu amaçla gerekli olan personel, araç, gereç temin edilmelidir. Dağıtım şebekelerini ilgilendiren yönetmelik ve şartnamelerin yenilenmesi sağlanmalı ve bunlar güncelleştirilmelidir.

7- TEAŞ-TEDAŞ arasında kısa ve uzun vadeli yük planları yapılmalı, yatırımlarda ortak hareket edilmelidir. TEDAŞ'a ait önemli müşterilere ait tüm bilgiler yük tevzii merkezine iletilmeli, TEAŞ-TEDAŞ yük tevzii merkezleri koordineli çalışmalıdır.

8- O.G ve A.G.'de malzeme standardizasyonu sağlanmalı, mümkün olduğu sürece tesislerde tip uygulamaya gidilmelidir.

9- Dağıtım Müesseseleri ve özel-leştirme politikalarının siyasetin yakın uğraşı alanı olmaktan uzak tutulmalı,

bu müesseselerin özerk bir yapıya kavuşmaları sağlanmalıdır.

10- Uygulamalarda müesseseler arası merkezi koordinasyon sağlanmalıdır.

İZMİR METROPOL ALAN O.G.-A.G. ŞEBEKE VERİLERİ (ÇİZELGE 1)

	1991	1995	%
OGERALTKABLOSU(M)	607 344	784 972	29
O G HAVA HATTI (M)	219 674	203 519	-8
O G ÖREK MİKTARI (AD)	8296	5 396	-35
ÇEŞİTLİ GUÇ-GERİUMDE TRANSFORMATÖR (AD)	975	1 271	30
A.G HAVA HATTI (MT)	2.481 000	2 710 389	09
A G DİREK MİKTARI (AD)	73 397	82 133	11
HAT BAKIM PER (AD)	104	76	-17
TRAFO BAKIM PER. (AD)	31	23	-26

İZMİR EDM HAT ve TRAFO BAKIM PROGRAMLARI İLE GERÇEKLEŞME ORANLARI (1991 YILI) (ÇİZELGE 2)

	PROGRAMLANAN GFRÇEKİ.FŞFN			
	HAT %	TRAFO (%)	HAT BAKI*/	TRAFO BAKIM
İZMİR METROPOL ALANI	100	47	67	36
MFTROPOL SAHA DIŞI	100	2	72	0



Cevat ŞAHİN, 1954 yılında Sarıkamış'ta doğdu. AD. M.M.A'dan 1977 yılında mezun olduktan sonra İller Bankası, özel sektör ve Eshot Genel Müdürlüğü'nde çalıştı. 1982 yılından bu yanada Tedaş İzmir Dağıtım Müessesesi'nde İşletme Başmühendisi olarak çalışmaktadır.

YEREL ELEKTRİK SANTRALLERİNDE KORUMA VE KONTROL PROBLEMLERİ

Ö. Usta , Z. Erdoğan ve M. Bayrak

I.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi - İstanbul

ÖZET

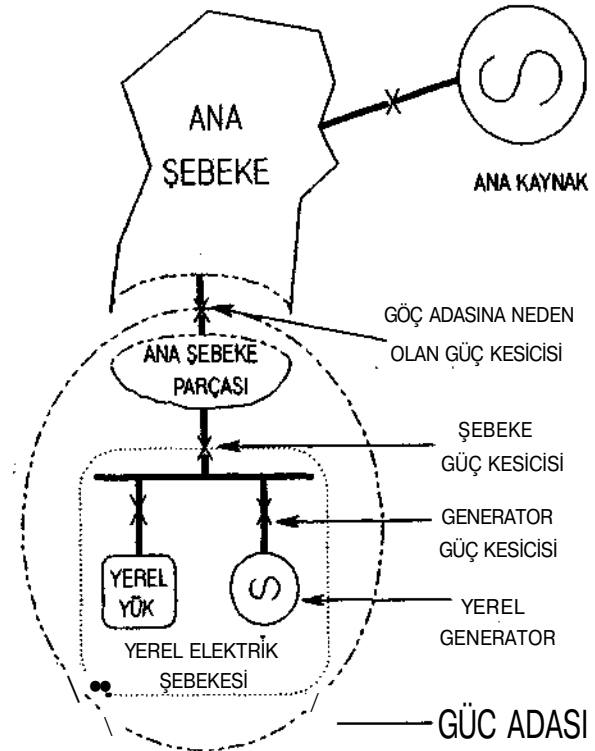
Bu çalışmada, son yıllarda sayıları gittikçe artan ve elektrik güç sistemlerine paralel olarak çalışan Yerel (Özel) Elektrik Santrallerinin şebekede ortaya çıkardığı koruma ve kontrol problemleri ve bu tip santrallerin ihtiyaç duyduğu minimum koruma ve kontrol fonksiyonları ele alınmıştır. Özellikle, bir yerel elektrik santralının paralel olarak çalıştığı enterkonnekte elektrik şebekesinden kontrol dışı ayrılması ve ardından kontrol dışı birleşmesi sorunu ve bu soruna karşı yapılan koruma üzerinde durulmuştur.

1. GİRİŞ

Enerji kaynaklarını daha verimli kullanmak ve elektrik enerji üretimini özel girişimcilere açmak için 1970'li yılların sonuna doğru, ABD ve bazı Avrupa ülkelerinde bir takım teşvik kararları alınmıştır. Bu kararların sonucu olarak bir çok fabrika, şirket ve belediye elektrik ihtiyacının bir kısmını veya tamamını karşılamak için Yerel Elektrik Santralleri kurmaya başladılar. Bu santraller enterkonnekte şebekeye paralel ve/veya ondan bağımsız olarak çalışabilmektedirler. Şekil. 1 den de görüldüğü gibi, genellikle yerel yükleri beslemek için güç üretmelerine rağmen, paralel çalıştıkları ana elektrik şebekesi ile enerji alışverişi yapabilmektedirler. Endüstriyel Santraller, Tüketici Santralleri, Ko-generasyon Santralleri, Özel Santralleri gibi çeşitli gruplara ayrılmalarına rağmen, buldukları yöredeki yükleri beslemek için kurulmaları nedeniyle tümü 'Yerel Elektrik Santralleri (YES)' olarak adlandırılabilirler.

Bir Yerel Elektrik Santrali paralel çalıştığı elektrik şebekesinin bir parçası olmasına

rağmen, bu şebekeden bağımsız bir yerel kontrol ve koruma sistemine sahip olması, elektrik güç sistemleri sorumlularının, kendi şebekelerine paralel olarak çalışacak yerel elektrik sistemleri için belirli kurallar getirmelerine neden olmuştur[1,2,3]. Bu kuralların amacı; sistemin emniyetli ve güvenilir bir çalışma yapmasını sağlamak ve ana şebeke müşterilerine sağlanan enerjinin kalitesini ve güvenilirliğini düşürmemektir. Bu nedenle; bir yerel elektrik santrali bu kuralları sağlayacak ve ihtiyaç duyduğu koruma ve kontrol fonksiyonlarını içerecek entegre bir koruma ve kontrol sistemine sahip olmalıdır.



Şekil. 1. Yerel Generatör İçeren Bir Elektrik Şebekesinin Gösterilimi.

2.YEREL ELEKTRİK SANTRALLERİNİN KORUNMASI VE KONTROLÜ

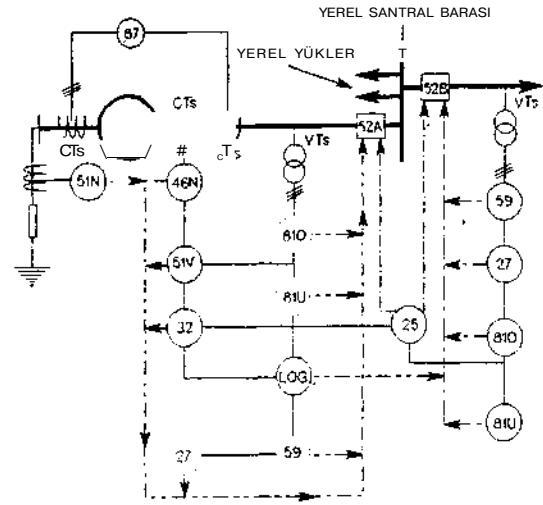
2.1 YES'nin İşletilmesi ve Kontrolü.

Yerel elektrik santralleri ana şebekeye bağlanırken manuel senkronlamaya mücadele edilmez [1,4]. Bu işlem otomatik senkronlayıcı kullanılarak, Şekil.2 de görüldüğü gibi, iki farklı güç kesicisi (52A ve 52B) üzerinden yapılabilir. Bundan amaç; yerel yüklerin kesintisiz olarak en az bir kaynak üzerinden beslenmesini sağlamaktır. Ana şebekenin arızalı olması durumunda, 52B açılarak yerel yüklerin tamamı veya bir kısmı yerel santralden, eğer yerel santral arızalı ise; 52A açılarak yerel yükler ana şebekeden beslenebilir.

Yerel generatör şebekeye bağlandıktan sonra, yerel generatörün ürettiği aktif ve reaktif gücü kontrol etmek için Yerel Yük ve Güç Faktörü Kontrolörleri devreye girerler. Ana şebekenin yüksek atalet sabiti nedeniyle, yerel generatörün giriş gücündeki değişiklik, sistem frekansını pek etkilemez ve dolayısıyla mekanik regülatöre işaret gönderen yük kontrolörü doğrudan generatörün çıkışındaki aktif gücü ayarlar. Benzer şekilde, ana şebekenin düşük empedansı nedeniyle yerel generatörün uyarma akımındaki değişiklik sistem gerilimini pek etkilemez. Dolayısıyla otomatik gerilim regülatörüne giriş işareti gönderen güç faktörü kontrolörü yerel generatörün sisteme verdiği reaktif gücü ayarlamaya yarar. Eğer yerel generatör şebekeden bağımsız olarak yerel yükleri besliyor ise; yük ve güç katsayısı kontrolörleri devre dışı kalır. Bu durumda yüklerdeki değişim yerel sistemin geriliminin frekansının ve genliğinin değişimine neden olur. Sistem frekansının ve geriliminin kontrolü yerel generatörün hız ve gerilim regülatörleri tarafından yapılacağı için, kontrol sisteminin tasarımında bu durum da göz önüne alınmalıdır.

2.2 YES'nin Korunması.

Yerel koruma sistemi, her iki sistemde (ana ve yerel şebekede) meydana gelecek arıza



- 81 Aşın/Düşük Frekans Rölesi
- 59/27 Aşın/ Düşük Gerilim Rölesi
- 51 Aşın Akım Rölesi/5 İN IDMT Toprak Rölesi
- 87 Diferansiyel Röle/32 Ters Güç Rölesi
- 25 Senkronizasyon Kontrol Rölesi
- 46N Negatif Bileşen AA Rölesi
- LOG Güç Adası Algılama Rölesi
- 52A/B Generatör/ Şebeke Güç Kesicisi

Şekil. 2. Yerel Elektrik Santrali için Koruma Sistemi.

ve anormal koşullara karşı etkin bir koruma yapmalıdır. Orta büyüklükteki bir yerel elektrik santralinin ihtiyaç duyduğu koruma fonksiyonlarını içeren entegre bir koruma düzeni Şekil.2. de gösterilmiştir. Bir yerel elektrik şebekesi duruma göre; belki bunlara ilave bazı koruma fonksiyonlarına ihtiyaç duyabilir, belki de bunların bir kısmına ihtiyaç duymayabilir. (Şekil.2 de noktalı dairelerle belirtilen koruma fonksiyonları şebekeden bağımsız çalışma durumunda gereklidirler.) Ancak yerel elektrik santralleri için asgari müşterek koruma fonksiyonları aşağıda sıralanmıştır:

- Aşırı/düşük gerilim rölesi
- Aşırı/düşük frekans rölesi
- Aşırı akım rölesi
- Güç Adası algılama rölesi
- Senkronlama kontrol rölesi.
- Ters Güç rölesi

2.3 Güç Adası Oluşmasına Karşı Koruma

Enterkonnekte sistem sorumlularının işaret

ettiği ve bir yerel elektrik sisteminin ihtiyaç duyduğu en önemli koruma gereksinimi [1,2,3,4,5] iki kaynak (Yerel Generatör ve Ana Generatör) arasındaki elektriksel bağlantının kesilmesini algılayacak bir koruma fonksiyonudur. Bağlantının herhangi bir nedenle herhangi bir zamanda ve herhangi bir yerden kesilmesi durumunda ana şebekenin bir kısmı (ana şebekeye ait bazı yükler) yerel elektrik santraline bağlı kalır ve ana şebekeden bağımsız bir Güç Adası oluşur. Bu olay 'Ana Sistemden Ayrılma' (Loss of Grid) yada 'Güç Adası Oluşması' (Islanding) olarak adlandırılmaktadır. Yerel santral, Güç Adasında kalan yükleri kendi kapasitesi oranında beslemeye devam eder. Yerel koruma sisteminin bu olaya cevabını, güç adasındaki üretim ve yükler arasındaki dengesizlik belirler. Dengesizlik fazla ise röleler cevap verir, az veya dengeye yakın bir durum söz konusu ise koruma sistemi cevap veremez.

Oluşan güç adasına bağlı kalan şebeke parçasının yerel generatör tarafından beslenmesi olayı, her iki sistem için son derece tehlikelidir[^],2,3,4,5]. Çünkü bu durum: -Güç adasında kalan müşterilere sağlanan enerjinin kalitesini ve güvenilirliğini etkiler. -Enterkonnekte şebeke personeli ve halkın güvenliği açısından tehlikelidir. Zira ana şebekeye ait olup da güç adasına bağlı kalan ve yerel generatör tarafından beslenen şebeke parçasının gerilim altında olmadığı sanılır. -Güç adasına neden olan otomatik güç kesicisi şebekedeki herhangi bir kesici olabileceği için, kontrol dışı tekrar otomatik olarak kapanabilir ve iki sistemin faz farkı altında birleşmesine neden olabilir. Bu durum yerel generatör için son derece tehlikelidir.

Yerel koruma ve kontrol sistemi bu durumu algılayıp, söz konusu şebeke parçasını, 52B yi açarak, yerel sistemden ayrılmalıdır. Ancak, mevcut klasik koruma düzenleri bu tehlikeli duruma karşı tam bir koruma sağlayamamaktadır[1,2,3,4,5]. Herne kadar sistem frekansı değişimine dayandırılarak geliştirilen koruma algoritmaların,4] bazı durumlarda olumlu sonuçlar veriyorsa da,

güç adasındaki yük ile yerel generatörün kapasitesinin birbirine eşit veya eşite yakın olduğu ve iki sistemin ayrıldıktan sonra faz farkı altında kontrol dışı olarak yeniden birleşmesi durumlarında etkili olamamaktadır.

Yeni geliştirilen ve kısaca ROCOP (Rate of Change of Power) adı verilen dijital koruma algoritması[6,7,8,9] Güç Adası olayına karşı etkin bir koruma sağlamaktadır. Yerel generatörün ana şebeke ile paralel ve ana şebekeden bağımsız çalışırken gösterdiği davranışlar arasındaki farkı algılayarak güç adası oluşmasını tespit eden yeni algoritma, aynı zamanda algılanamayan Güç Adasındaki yük değişmelerine de cevap vermektedir. Ayrıca iki sistemin faz farkı varken yeniden paralel bağlanmalarına müsaade etmemektedir. Bu algoritma YES' nin ihtiyaç duyduğu koruma fonksiyonlarının bir kısmını veya tamamını içerecek çok fonksiyonlu bir mikroişlemci röleye kolayca uyarlanabilir yapıdadır.

3. SİMÜLASYON ÇALIŞMALARI

Şekil.2 deki gibi bir yerel koruma sisteminin çeşitli koşullar altındaki davranışları analiz edilmiştir. Bu analiz için gereken işaretler (frekans, gerilim, akım) bir enterkonnekte şebekeye paralel olarak çalışan 4.51 MVA gücünde 11 kV luk bir yerel generatör ve 4.51 MVA yerel yükten oluşan ve Şekil. 1 de görülen bir yerel elektrik şebekesinin bilgisayarla simülasyonundan elde edilmiştir. Söz konusu yerel koruma sisteminin performansı:

- Güç Adası algılamada
- Algılanamayan Güç Adasında
- Faz farkı altında yeniden birleşmede
- Şebeke ile paralel çalışmada
- Çeşitli arıza durumlarında incelenmiştir.

Koruma sisteminin klasik arızalara karşı güvenli bir koruma yaptığı ve normal çalışma koşullarında kararlı kaldığı görülmüştür. Güç Adası algılanmasında klasik koruma yöntemlerinin yetersiz kaldığı, frekansın değişimi ile çalışan rölenin etkin olduğu ancak yeni algoritmanın daha etkin ve güvenilir olduğu ortaya çıkmıştır. Algılanamayan Güç Adasındaki yük

değişmelerine, değişim oranına bağlı olarak farklı koruma röleleri farklı cevaplar vermiştir. Yapısı gereği yeni algoritma algılanamayan Güç Adasındaki yük değişmelerinden Güç Adasında çalışıldığını tespit etmektedir. Algılanamayan Güç Adasından sonra, faz farkı altında ana sistemle birleşme olayını aşırı akım rölesi ve ROCOP algılamaktadır. Ancak aşırı akım rölesi 500 ms'den sonra olayı algılamakta yeni algoritma minimum 20 ms'de maksimum 120 ms'de algılamaktadır.

4. SONUÇLAR

Yerel elektrik santrallerinin kuruluşunda, koruma ve kontrol sistemlerinin tasarımında ve işletilmesi sırasında, YES yöneticileri ile ana şebeke yöneticileri arasında sıkı bir işbirliği olmalıdır. Yerel generatörün hem şebekeye paralel hemde bağımsız olarak çalışması isteniyorsa; koruma ve kontrol sistemleri buna göre tasarlanmalıdır. Yerel koruma sistemi yerel şebekeyi her iki şebekede oluşabilecek arıza ve anormal koşullara karşı korumalı ve mutlaka güç adası algılama fonksiyonu içermelidir. Bu iş için mikroişlemci destekli entegre bir koruma sistemi performans, kararlılık ve ekonomiklik açısından en uygun çözümdür.

5. KAYNAKLAR

- [1] ELECTRICITY COUNCIL, "Notes of Guidance for the Protection of Private Generating Sets for Operation in Parallel with Electricity Board Distribution Networks." Engineering Recommendation G59, London, June 1985.
- [2] ANSI/IEEE Standard 1001-1988, "IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities With Electric Utility Systems." IEEE, New York, 1989.
- [3] IEEE Special Report, "Inter-tie Protection of Consumer-Owned Source of Generation, 3MW or less." IEEE 88THO224-6-PWR1989.
- [4] G Fielding and J Bradly, "Local Generation." IEE Review March 1990.
- [5] L Powell, "An Industrial View of Utility Cogeneration Protection Requirements." IEEE Trans on IA-24, pp 75-85, 1988.
- [6] Ö. USTA, "A Power Based Digital

Algorithm for the Protection of Embedded Generators." PhD Thesis University of Bath, Bath England, 1992.

[7] M A Redfern, Ö Usta and G Fielding, "Protection Against Loss of Utility Grid Supply for A Dispersed Storage and Generation Unit." IEEE Trans. on PWRD, vol.8, No.3, July 1993.

[8] M A Redfern, Ö Usta, J Barrett and G Fielding, " A new Digital Relay for Loss of Grid to Protect Embedded Generation." IEE Conference on Development in Power System Protection, York UK, April 1993.

[9] M A Redfern, J I Barrett and Ö Usta, " A New Microprocessor Based Islanding Protection Algorithm for DSG Units." 95 WM 090-1-PWRD, IEEE WM, NYJan/Feb 1995.

ÖZGEÇMİŞ

Dr. Ö. Usta, 1959'da Trabzonda doğdu. İTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesi (EEF) den 1984 de Mühendislik Diploması ve İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü'nden 1988'de Yüksek Lisans Diploması aldı. 1986'da İTÜ EEF de Araş. Gör. olarak çalışmaya başladı. 1988'de doktora eğitimi için İngiltere'ye gitti, 1993'de University of Bath' tan doktor unvanı aldı. Aynı yıl İTÜ EEF de Yrd. Doç. olarak çalışmaya başladı ve 1994'de Doçent oldu. Çalışma alanları; Elektrik Güç Sistemlerinin simülasyonu, koruması ve kontrolü olup, araştırmalarını özellikle sayısal koruma konularında devam ettirmektedir. IEEE ve EMO üyesidir.

Zeynel ERDOĞAN, 1970 yılında Almanya'da doğdu. 1992 yılında İTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesi (EEF) Elektrik Mühendisliği bölümü'nden mezun oldu. 1995 yılında İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü (FBE)'den yüksek mühendis olarak mezun oldu. EMO üyesidir.

Mehmet BAYRAK, 1968 yılında İzmit'te doğdu. 1990'da İTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesi (EEF)'den mühendis, 1993'de İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü (FBE)'den yüksek mühendis olarak mezun oldu. Halen aynı enstitüde doktora yapan BAYRAK, 1991'den beri Sakarya Üniversitesi'nde araştırma görevlisi olarak çalışmaktadır.

HAVAI HAT AG DAĞITIM SİSTEMLERİNDE GERİLİM VE AKIM DAĞILIMI

Nevzat Özay Nezih Güven Mustafa Demiroğlu
Elektrik-Elektronik Müh. Bölümü
Orta Doğu Teknik Üniversitesi
Ankara

Özet: Alçak gerilim havai hat öderlerinde nötr iletken akımının fider boyunca dağılımının belirlenmesi, hem fider üzerinde gerilim profilinin çıkartılması, hem de sistemin ekonomikliğı açısından önemlidir. Bu çalışmada nötr iletkeninden geçen akımı etkileyen bütün etkenlerin göz önüne alındığı bir fider modeli ve gerçek tüketici verileri kullanılabilen iteratif çözüm yöntemi geliştirilmiştir. Yapılan bilgisayar simulasyonları bazı iletken tertipleri ve yük yoğunlukları için nötr iletken kesitinin faz iletkeni ile aynı seçilmesinin gerektiğini göstermiştir.

GİRİŞ

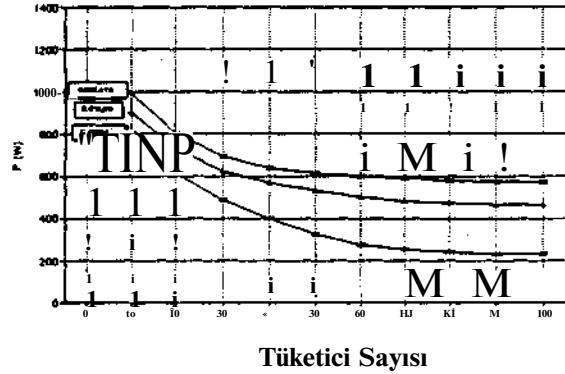
Alçak Gerilim (AG) dağıtım sistemlerinin tasarımında yaygın olarak kullanılan varsayımlardan birisi de sistemin dengeli olduğu ve faz iletkenlerinin eşit yükleneceğidir. Bu nedenle hesaplamalarda, nötr iletkeninden hiç akım geçmediği ve dolayısı ile nötr iletken üzerinde gerilim düşümü olmayacağı kabul edilir. Ülkemizdeki genel uygulamalarda bu nedenlerle nötr iletken kesiti faz iletken kesitinin yansı olarak seçilmektedir. İşletmelerdeki uygulamalarda da her faza eşit sayıda abone bağlanmasına özen gösterilmektedir. Ancak, gerek iletken geometrisindeki dengesizlikler, gerekse aboneler arasında elektrik kullanımındaki diversite, faz iletkenlerinin farklı yüklenmesine ve dolayısı ile nötr iletkeninden de yüksek değerlerde akımların geçmesine neden olurlar. Bu akımlar kayıplara ve fider boyunca gerilim profilinin tüketiciler açısından kabul edilemez derecede bozulmasına yol açarlar.

Bu bildiriye, AG fiderlerinde akım ve gerilimlerin fider boyunca dağılımını veren gerçekçi bir model ve çözüm yöntemi sunulacaktır. Önerilen yöntem, gerçek tüketici verileri ve istatistiki yaklaşım kullanılarak tipik bir AG fidenin üzerinde uygulanmış ve nötr iletken kesitinin fider kayıplarına ve gerilim düşümüne etkileri irdelenmiştir.

TÜKETİCİ YÜK ÖLÇÜMLERİ

Bu çalışma da kullanılan tüketici yük verileri, 1992 yılında TÜBİTAK-BİLTEN'ce yürütülen büyük çaplı bir proje de, rasgele seçilmiş abonelerden

alınan gerçek ölçümler sonucu elde edilmiştir /I/. Ölçümler, Ankara'nın farklı sosyo-ekonomik seviyedeki üç bölgesinde (Çankaya, Bahçelievler, Çukurambar), her bölge de yaklaşık 300 farklı tüketici de, özel tasarlanmış imak edilen optik sayaçlarla gerçekleştirilmiştir. Bu optik aletler abonelerin mevcut sayaçlarının ön yüzüne monte edilerek 2 Halkalı aralıklarla diskin tur sayısını sayarlar ve hafızada saklarlar. Şarj edilebilir özel piller kullanılarak her tüketicinin en az 1 haftalık aktif güç tüketim eğrisi bu şekilde elde edilmiş, dizüstü bilgisayarlar kullanılarak toplanan bu verilerle geniş bir veritabanı oluşturulmuştur. Veriler üzerindeki detaylı analizler bilgisayarda bir veri tabanı kullanılarak yapılmış ve her inceleme bölgesi için tüketici faktörleri (puant güç, diversiteli puant güç, diversite eğrileri v.s) bulunmuştur. Bu sonuçlara örnek olarak Şekil 1'de, aynı fiderden beslenen tüketici sayısına göre değişen diversiteli puant değerleri verilmektedir.

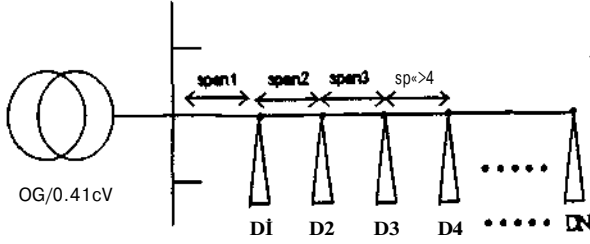


Şekil 1. Tüketici Sayısına Göre Diversiteli Puant /I/ AG FİDER MODELİ VE ÇÖZÜM YÖNTEMİ

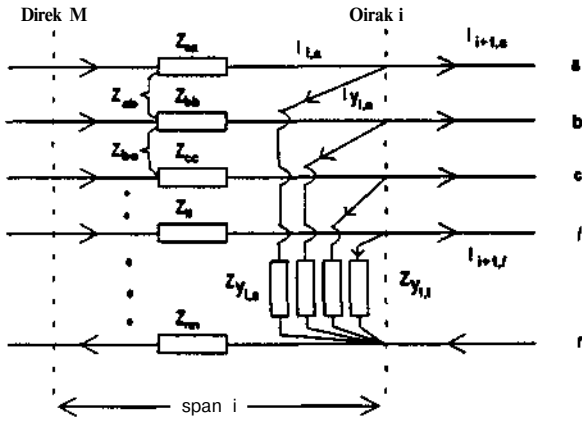
Çalışmalarda esas alınan fider modeli Şekil 2 ve 3'te sunulmaktadır. Dağıtım transformatöründen beslenen AG liderinde üçü faz (a,b,c), biri aydınlatma (>), biri nötr (n) olmak üzere beş iletken olduğu varsayılmıştır. Modelde gerilim, dağıtım transformatörü primerinde sabit alınmış ve nötr iletkeni transformatör sekonderinde ve son direkt olarak topraklanmıştır. Dağıtım transformatörü üçgen-yıldız bağlıdır. Aydınlatma iletkeninin dağıtım transformatöründe a fazına beslendiği kabul edilmiştir.

Fider üzerinde birbirinden belirli aralıklarla (span) yerleştirilmiş ve değiştirilebilir sayıda direk bulunmaktadır. Her direkte her fazda eşit sayıda abonenin olduğu varsayılmıştır.

Şekil 3'de i'ninci span için verilen modelde iletkenlerin öz ve mutuai empedansları (Z_M , Z_y , $Z^$, ...) iletkenlerin tiplerini ve geometrileri gözönüne alan Carson denklemleri kullanılarak bulunmuştur. Şönt empedanslar ise o direktteki yükleri (örneğin, $Z_y^$ i'ninci direktte a fazındaki yük, $I_y^$ ise a fazından çekilen akımdır) göstermektedir.



Şekil 2. Alçak Gerilim Fider Modeli



Şekil 3. Alçak Gerilim Fiderin Span Modeli

Fider üzerinde, her direkte, belirlenen anda, her faz iletkenindeki aktif ve reaktif güç bilinmekte, iletkenlerle nötr arasındaki gerilimler bilinmediğinden doğrudan spanlardaki iletken akımları bulunamamaktadır. Dolayısı ile çözüm iteratif bir yonteme dayalı olarak elde edilmek durumundadır. Bu problem bir anlamıyla fider üzerinde bir yük akışı analizini gerektirmektedir.

Önerilen yöntemde, iterasyonlara fider üzerindeki en son direktten başlanmakta, başlangıç değeri olarak bu direktte bilinmeyen bütün gerilimlere tahmini bir değer (örneğin 220 volt) verilmektedir. Son direktte a, b, c fazlarındaki ve aydınlatma iletkenindeki aktif ve reaktif yükler kullanılarak yük akımları bulunmaktadır. Daha sonra son spandaki gerilim düşümünü de hesaba karılarak bir önceki direk

gerilimi ve dolayısı ile o direktteki yük akımları bulunur. Bu hesaplamalar, belirlenen t, anı için, p'ninci iterasyonda, i'ninci span için şu şekilde özetlenebilir

$$V_{i-1}^p = V_i^p + Z_i \times I_i^p$$

Burada I_i^p vektörü (5×1), i'ninci spanda p'ninci iterasyonda bulunan iletken akımlarını, V_j^p vektörü (5×1), i'ninci direktte p'ninci iterasyonda bulunan iletken gerilimlerini, Z_i ise i'ninci spana ait empedans matrisini (5×5) göstermektedir. Z matrisi, iletkenlerin öz ve mutuai empedanslarından oluşmakta ve gerekiyorsa her span için ayrı ayrı, iterasyonlardan önce hesaplanmaktadır. Dolayısı ile, fider boyunca farklı span uzunluklarının ve iletken tertiplerinin göz önüne alınmasına izin vermektedir. V_j^p bulunduğundan sonra, (i-1)'inci direktteki yük akımları hesaplanmaktadır. Ömek olarak, bu direktte a fazından çekilen akım:

$$I_{y,i-1}^p = (S_{y,i-1,a} / V_{i-1,a}^p)^*$$

olarak bulunmaktadır. Daha sonra (i-1)'inci spandaki iletken akımları Kirchoff akım kanunu kullanarak bulunur.

$$I_{i-1}^p = I_i^p + I_{y,i-1}^p$$

Bu işlemler, benzer şekilde tekrarlanarak dağıtım transformatörüne kadar devam ettirilir. Bu iterasyon tamamlandı direklerdeki gerilimler bir önceki iterasyondaki değerlerle karşılaştırılır. Eğer fark her iletken için belirli küçük bir değerin (örneğin 0.1 Volt) altında değil ise, bu defa dağıtım transformatöründen başlayarak son direğe doğru benzer şekilde geri gidilir. Yakınsama durumu var ise iterasyonlara son verilir ve son iterasyondaki gerilimler ve iletken akımları çıktı dosyasına yazılır. Bu süreç bunu takip eden yeni 2 dakikalık zaman için tekrarlanır. Böylece her direktteki iletken gerilimleri ve span akımlarının 1 gün boyunca alacağı değerler bulunmuş olur.

SİMULASYON ÇALIŞMALARI

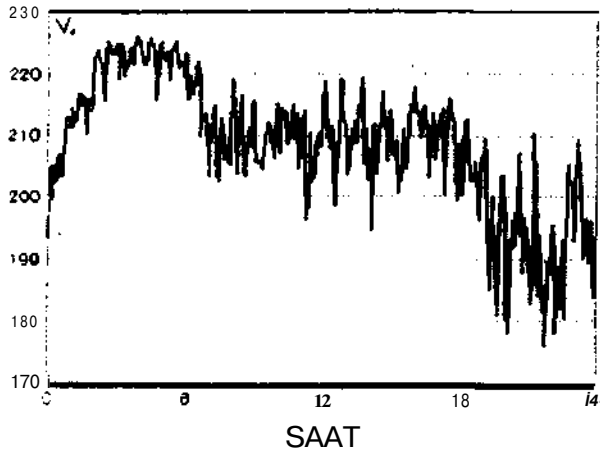
Yukarıda anlatılan model ve yöntem bir Fortran programı ile simüle edilmiştir. Yöntemin yakınsama özellikleri tatminkar olup, belirlenen yüklenme koşulları için bir günlük H_{avg} bulunması 10-15 riaklır bilgisayar zamanı gerektirmektedir.

Yapılan simülasyonlara örnek olarak aşağıda Şekil 4-8'de bazı çıktılar sunulmaktadır. Bu çalışmalarda incelenen sistem 12 direk boyunca uzanan ve her

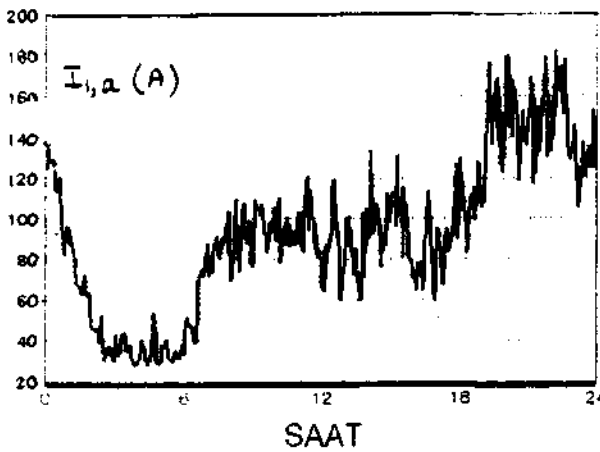
direkte her fazda 12 abonenin (meskenin) bulunduğu tipik bir AG havai hat fideidir.

Abone yükleri olarak veri tabanında bulunan günlük (2'şer dakika ile alınmış 720 veri) yük eğrileri rasgele bir şekilde direk ve fazlara atfedilmiş, hepsi için güç aktörünün sabit ve 0.9 endüktif olduğu varsayılmıştır. Program verilen yüklenme koşulları için 720 kez çalışarak iletken akımlarının ve direklerdeki faz-nötr gerilimlerinin fider boyunca günlük dağılımlarını bulmakta, buradan da faz ve nötr iletken üzerindeki maksimum gerilim düşümlerini ve nötr iletkenindeki günlük kaybı hesaplamaktadır.

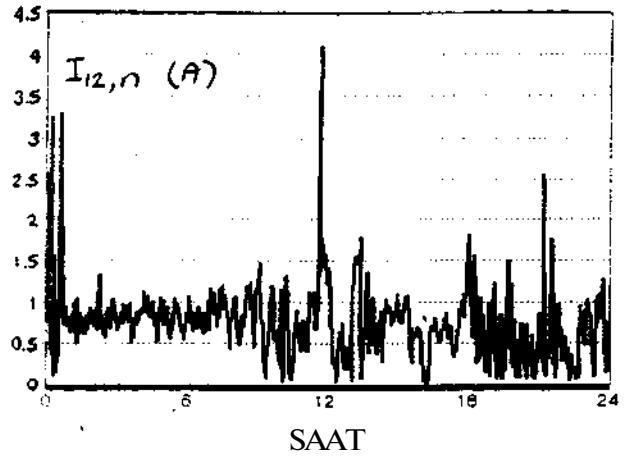
Şekillerden görüldüğü üzere nötr iletken akımının büyüklüğü transformatöre doğru gidildikçe artmakta, fider başında (zaman zaman) oldukça yüksek değerlere ulaşmaktadır. Nötr iletkenindeki akımın faz iletken akımına oranı ise kaynağa doğru gidildikçe, artan abone sayısı ve değişen diversite faktöründen dolayı, azalmaktadır.



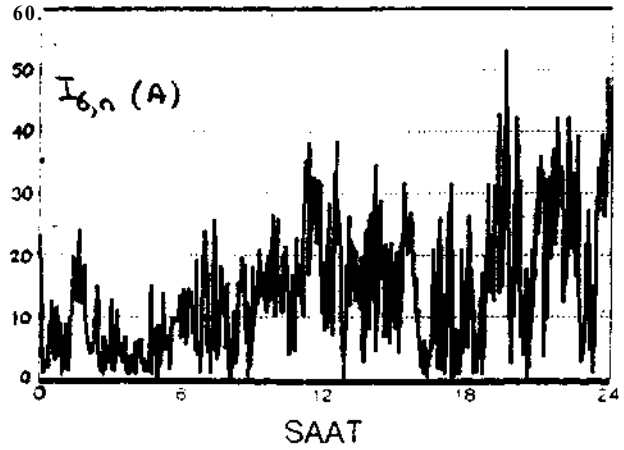
Şekil 4. 12. Direkte Faz a Gerilimi (v)



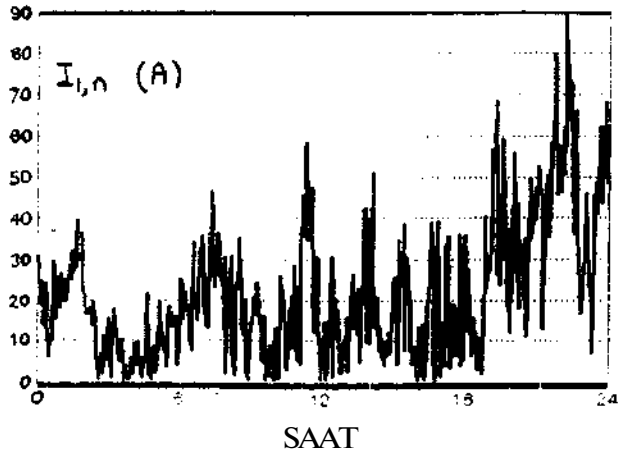
Şekil S. 1. Spanda Faz a Akımı (A)



Şekil 6. 12. Spanda Nötr İletken Akımı (A)



Şekil 7. 6. Spanda Nötr İletken Akımı (A)



Şekil S. 1. Spanda Nötr İletken Akımı (A)

ÖRNEK UYGULAMA

Örnek çalışmada OG/0.4 kV transformatörün 630 kVA anma gücünde ve 4 AG fideri olduğu, fiderin 6 direk boyunca 240 m uzandığı, her direkte her fazda 15 abonenin bulunduğu kabul edilmiştir. Geliştirilen metod TEDAS'ça alçak gerilim dağıtım sistem-

lerinde standart olarak kullanılan Aster/Rose+Pansy iletken tertibine uygulanarak, Pansy nötr iletken seçiminin ne kadar uygun olduğu araştırılmıştır.

Yazılan başka bir program direklerdeki günlük abone verilerini hasırlanan veri bankasından rasgele bir şekilde seçmekte ve bunları giriş verileri olarak okuyan ana programı çalıştırmaktadır. Bu hesaplamalar, direk ve fazları rasgele bir şekilde 25 değişik kez yükleyerek tekrarlanmakta ve sonuçlar istatistiki değerlendirmeye tutulmaktadır.

Uygun nötr iletken kesitinin seçimini belirleyen etkenler gerilim düşümü ve güç kaybı olduğundan, bu iletken tertibi için değişik nötr iletkenleri göz önüne alınarak yapılan simulasyon sonuçları Tablo 1 ve 2'de sunulmaktadır. Tablo 1'de verilen 'ortalama AV[^], ^', her bir günlük yüklenme koşulunda elde edilen maksimum faz iletkeni gerilim düşümünün 25 değişik yüklenme için ortalamasıdır. Tablo 2'de ise kayıpların göstergesi olarak, her nötr iletkeni alternatifi için I²t değerleri hesaplanmıştır. Burada ortalama 'I²t^{ort}, 25 değişik yük koşulunun her birinde elde edilen faz iletkenlerinin günlük toplam I²t değerinin ortalamasıdır. Bu tablolardan görüldüğü üzere, nötr iletken kesiti artırıldıkça fider üzerindeki gerilim düşümleri ve kayıplar azalmaktadır.

Nötr İletken	ortalama	ortalama A ² t	tnaks.	maks. AV [^] , ^
Lüv	30.7	16.4	42.2	22.9
Pansy	22.4	9.9	29.0	13.2
Poppy	20.5	8.8	27.1	11.2
Aster	18.6	7.4	24.2	9.5

Tablo 1. Değişik nötr iletkenleri için gerilim düşümleri

Nötr Üetken	ortalama XI ² U _{ort}	ortalama I ² t ^{ort}	maks.	maks. II ² W.c«
Lüv	118355	729	791295	21435
Pansy	118270	712	790948	21096
Poppy	11823?	709	790606	20834
Aster	118216	706	790386	20683

Tablo 2. Değişik nötr iletkenleri için I²t değerleri

Sonuçlardan, Pansy nötr iletkenine alternatif olarak en iyi performansı Aster nötr iletkeninin gösterdiği bulunmuş ve bu iki alternatif ekonomik değerlendirmeye tabi tutulmuşlardır. Aster nötr iletkeni kullanımı, iletken kesitinin büyümesinden dolayı artan alüminyum miktarı ve olabilecek direk boyutu değişikliklerinden dolayı ek maliyet getirecektir. Yapılan çalışmalar Aster kullanımının taşıyıcı (8i), durdurucu (10i) ve nihayet (12i) direk tiplerinde bir değişiklik getirmediğini göstermiştir. Kayıpların azıtılması sonucu elde edilen kazanç

yılda 241,675 TL, nötr iletken kesiti büyümesi sonucu gereken ek maliyet ise toplam 1,996,800 TL bulunmuştur. Bu hesaplamalarda alüminyum maliyeti 120,000 TL/kg, enerji maliyeti 3500 TL/kw-saat, iletken ömrü ise 30 yıl olarak alınmıştır. Dolayısı ile, Pansy yerine Aster nötr iletkeni kullanımı, kendisini 8.3 yılda amorti etmekte ve bu iletken tertibi ve yük yoğunluğu için ekonomik olmaktadır.

SONUÇLAR

Bu çalışmada, alçak gerilim havai hat öderlerinde nötr iletkenindeki akımın ve faz-nötr gerilimlerinin fider boyunca dağılımını bulan yeni bir çözüm yöntemi geliştirilmiştir. Yöntem, fiden tüm parametreleri ile modellemekte, gerçek ve eşzamanlı tüketici yük verilerini istatistiki bir yaklaşımla kullanmaktadır. Model esnek olup, farklı iletken tertipleri ve yük yoğunluklarını gözönüne alabilmektedir.

Örnek bir fider üzerinde yapılan bilgisayar simulasyonları, sistemdeki dengesizliğin nötr iletkeninde ihmal edilemeyecek akımlara ve gerilim düşümlerine sebep olduğunu göstermiştir. Bu yöntemle, AG öderlerinde daha iyi gerilim profili elde edilmesi ve daha ekonomik işletme için uygun nötr iletkeni kesitinin belirlenmesi mümkün olacaktır.

KAYNAKLAR

1. N. Özay, N. Güven, A. Türeli, T. Egeli, 'Tüketici Elektrik Enerjisi Kullanma Alışkanlıkları ve Tüketici Faktörleri", Elektrik Müh. 5. Ulusal Kongresi, Trabzon, Eylül 1993, s. 1238-1243

ÖZGEÇMİŞLER

Prof. Dr. Nevzat Özay: 1944 yılında Nevşehir'de doğmuştur. Lisans ve Y. lisans derecelerini 1967 ve 1968. yıllarında ODTÜ Elektrik Müh. Bölümünden, Doktora derecesini ise 1971'de İngiltere'de Manchester Üniversitesinden almıştır. 1972'den bu yana ODTÜ'de öğretim üyesi olarak çalışmaktadır.

Doç. Dr. Nezih Güven: 1956 yılında Konya'da doğmuştur. Lisans derecesini 1979 yılında ODTÜ Elektrik Müh. Bölümünden, Y. lisans ve Doktora derecelerini ise 1981 ve 1984 yıllarında Ohio State Üniversitesinden (ABD) almıştır. 1984-1985 arasında Michigan State Üniversitesinde Y. Doç. olarak çalışmıştır. 1986'dan bu yana ODTÜ'de öğretim üyesidir.

Mustafa Demiroğlu: 1969 yılında Çankırı'da doğmuştur. 1992 yılında Orta Doğu Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Bölümünden lisans derecesini almıştır. Halen aynı okulda yüksek lisans eğitimine devam etmekte ve TÜBİTAK-BİLTEN'de araştırmacı olarak çalışmaktadır.

DAĞITIM ŞEBEKELERİ İÇİN COĞRAFI BİLGİ SİSTEMİ TABANLI ARIZA İHBAR ANALİZİ

N. Güven N. Özay A. Tümay
Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü, ODTÜ, Ankara
TÜBİTAK-BİLTEN, ODTÜ, Ankara

ÖZET: Bu bildiriye. Dağıtım Otomasyonu Entegre Sisteminin bir parçasını oluşturan Anza İhbar Analizi Sistemi irdelenecektir. Dağıtım sistemlerinin işletilmesinde önemli bir yeri bulunan Anza İhbar Analizi Sisteminin, Coğrafi Bilgi Sistemleri kullanılarak tasannu ve örnek bir bölge üzerinde yapılan deneme sonuçları sunulacaktır. Bu sistemin amacı, abonelerden gelecek telefon ihbarlarını değerlendirerek şebekelerdeki anza ve kesintilerin yer ve nedenlerinin hızlı tesbitinde operatörlere yardımcı olmaktır.

GİRİŞ

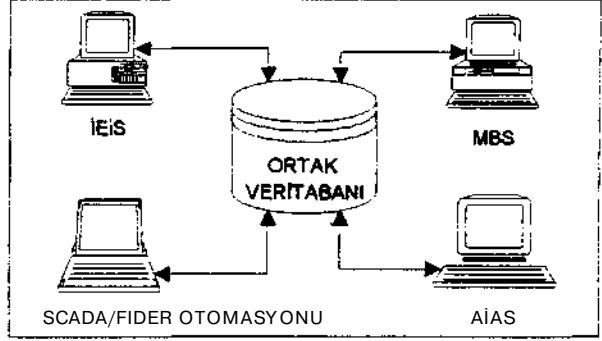
Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS), bilgisayar (yazılım ve donanım) teknolojisindeki hızlı gelişmeler ve maliyetlerdeki düşüşler neticesinde, tüm dünyada birçok alanda olduğu gibi, elektrik dağıtım sistemlerinin tasannu ve işletilmesinde de yaygın bir şekilde kullanılmaya başlanmıştır [1-2]. Bu sistemler coğrafi ve grafiksel bilgilerin (haritalar, çizimler vs...) tablosal (grafiksel olmayan) verilerle, grafik ortamda entegrasyonunu sağladığından operatörlere kararlarında destek olmakta ve büyük miktarda veriye hızlı erişimi sağlamaktadır. Bu sistemde sokak haritaları üzerine AG ve OG elektrik altyapı elemanları girilmekte ve bir ilişkisel veri tabanı yapısı içinde bunlarla ilgili nitelikler oluşturulmaktadır. Dolayısı ile güzergah ve coğrafi konum bilgilerine ek olarak, operatörler, teçhizat ile ilgili teknik bilgilere, tek hat şemalarına, salt merkezi yerleşim planlarına ve çizimlerine kolaylıkla erişebilmekte ve her türlü sorgulamayı yapabilmektedirler. Bu tür sistemlere ait pilot uygulamalar, TÜBİTAK BİLTEN'de İstanbul ve Ankara dağıtım şebekeleri için gerçekleştirilmiştir [3].

Bu bildiriye ise. Dağıtım Otomasyonu Entegre Sistemi kapsamında, CBS tabanlı bir Anza İhbar Analizi Sisteminin (AİAS) tasannu ve gerçekleştirilmesi sunulacaktır. Sistem, abonelerden gelen ihbar telefonları ile elektrik kesinti ve arızalarının nedenlerinin ve kapsamlarının hızlı bulunması, yerlerinin belirlenmesi, abonelere doğru ve güvenilir bilgilerin aktarılması ve arıza ekiplerine sağlıklı bilgilerin verilmesini amaçlamaktadır. Bu sistem, TÜBİTAK BİLTEN'de geliştirilmekte olan SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) sistemi ile entegre olacak ve İş Emri ve İdaresi Sistemi (İEİS) ve Müşteri Bilgi Sistemi (MBS) ile ortak veri tabanları kullanacak şekilde tasarlanmaktadır.

ARIZA İHBAR ANALİZİ SİSTEMİ

AİAS, Dağıtım Otomasyonu Entegre Sistemi içerisinde yer alan bir karar destek sistemidir. Şekil 1,

Dağıtım Otomasyonu Entegre Sistemi içerisindeki diğer alt sistemleri [SCADA/Fider Otomasyonu, AİAS, MBS, İEİS] ve alt sistemler arasındaki ilişkileri göstermektedir.



Şekil 1: Dağıtım Otomasyonu Entegre Sistemi

Müşteri Bilgi Sistemi, MBS aboneler hakkında her türlü bilginin (örneğin, isim, adres, abone no, fatura ve güç bilgileri vs..) işlemlerinin (güncelleme, tutma, sorgulama, sunma) yapıldığı ve istendiğinde diğer sistemlere (AİAS gibi..) bilgi akışının (abone borcu vs..) sağlandığı sistemdir.

İş Emri ve İdaresi Sistemi İEİS ise, dağıtım sisteminin işletilmesinde ve yönetilmesinde gerekli faaliyetlerin (örneğin, anza tamir, bakım emirleri, malzeme stoklarının yönetilmesi, personel takibi vs..) bilgisayar kontrolünde yapılmasını amaçlayan sistemdir.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) sistemi ise, şebekenin değişik noktalarından alınan analog ve sayısal ölçüm bilgilerinin kontrol merkezine bir iletişim ortamı üzerinden iletilmesini, operatörlere sunulmasını ve bu merkezden sahadaki anahtarlar elemanlarının kumanda edebilmesini kapsamaktadır. Fider otomasyonu ise SCADA sistemine entegre olarak, orta gerilim dağıtım fiderlerinde oluşan bir arızanın yerinin hızlı bir şekilde (fiber optik teknolojisi ile yaklaşık 1 dakika içinde) tesbitini ve sistemin diğer bölgelerine enerjinin (uzaktan kumanda ile veya otomatik olarak) tekrar verilmesini sağlamaktadır.

Her ne kadar bu çalışmanın ana hedefi Arıza İhbar Analizi Sisteminin geliştirilmesi ise de, teknolojiye gelişmeler ve ekonomik nedenlerle, dağıtım sistemlerinin otomasyonunun dünyadaki uygulamaları Şekil 1'de verilen sistem mimarisine doğru yönelmektedir. Bu eğilim, sistemler veya uygulamalar arasında hızlı ve güvenilir bilgi iletişimini sağlayan ağ yapılan ve yüksek performanslı veri tabanı yönetim

sistemlerinin mevcudiyetinden kaynaklanmaktadır. Bu çalışmada da aynı nedenlerle. Dağıtım Otomasyonu Entegre Sistemi elemanlarının herbirinin ayrı ayrı ve kendine özgü veritabanlarıyla çalışması yerine, entegre sistem için ortak bir veri tabanı tasarlanarak bu veritabanına entegre sistem elemanlarının erişim ve sorumlulukları tek tek tanımlanmıştır. Bu mimari sayesinde örneğin, abonelere ait bilgiler MBS sistemi tarafından güncellenip, tutulurken, AİAS sistemi de abonelere ait fatura ödeme bilgilerine ulaşabilmekte ve sorgulama yapabilmektedir.

AİAS Sistemi tasarlanırken sistemde kullanılan tablosal ve grafiksel veriler 2 ayrı grupta toplanabilir:

-Bölgeye. AG ve OG şebekelerine ait CBS tabanlı grafik ve tablosal veriler.

-Analizlerde girdi olarak kullanılan, abone telefon ihbarları

Tasanımda CBS sistemlerinin grafik tasarım özellikleri göz önüne alınarak tabakalama yöntemi seçilmiş ve her coğrafik nitelik ayrı bir tabaka olarak gösterilmiştir. Bunlar:

- Binalar, çokgenler olarak,
- Aboneler, binalar içindeki kullanıcılar olup noktasal olarak.
- AG fiderler, AG şebekesini sembolize eden çizgisel veriler olarak.
- Dağıtım transformatörleri, noktasal veriler olarak,
- OG fiderleri. transformatörleri birbirine ve/veya indirici merkezlere bağlayan sistem elemanları olup çizgisel veriler olarak,
- İndirici Merkezler noktasal veriler olarak,
- Yollar, çizgisel elemanlar olarak, tanımlanmışlardır.

AİAS tasarımında CBS tabanlı grafik ve tablosal verilerin hazır olduğu varsayılmıştır. Sistem, Şekil 3'de özetlenen akış şemasına uygun olarak tasarlanmıştır. Müşterilerin telefonla yaptığı elektrik kesinti ihbarları operatörler tarafından cevaplandırılmakta, ve her ihbar için ekranda. Form 1 (Şekil 2) olarak adlandırılan, soruların bulunduğu bir pencere açılmaktadır. Operatör ilk olarak ihbarı, sebebi bilinen bir arızadan (örneğin, direk devrilmesi, kazı sırasında kablo kopması, vs.) kaynaklanıp kaynaklanmadığını öğrenmekte ve kesinti, sebebi bilinen bir olaydan dolayı ise, ekranda 3 nolu form'a geçiş yapılarak buradaki ek sorular (örneğin, arızanın yeri, tipi. vs.) aboneye sorulmaktadır.

İHBAR KAYIT FORMU	
adı/soyadı	: Ayhan Türeli
abone no	:223499
adres	:
doğrudan ihbar mı?	: hayır

Şekil 2 İhbar Kayıt Formu. Form 1

Eğer kesinti sebebi aboneye bilinmiyorsa. 1 nolu formdaki diğer bilgiler (abonenin adresi

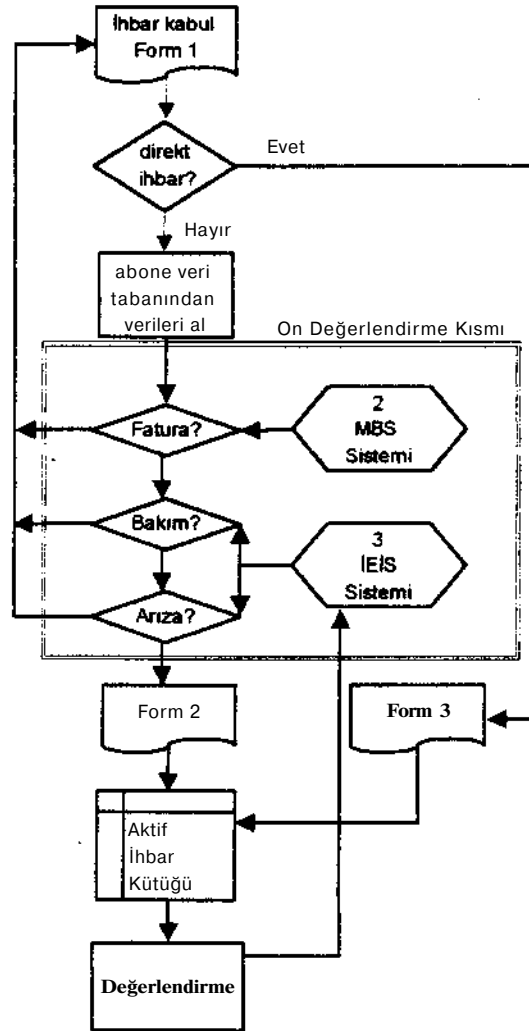
ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ 6. ULUSAL KONGRESİ

ve/veya abone no) aboneden alınan cevaplara göre operatörce girilip, ihbar bir ön değerlendirmeye tabi tutulur. Bu ön değerlendirmenin amacı, kesintinin nedeni o anda biliniyorsa, müşteriye anında telefonda bilgi vermektir. Bu değerlendirmede otomatik olarak araştırılan kesinti nedenleri şunlardır:

- Abonenin geçmiş dönemlere ait borcunu bulunması, bu değerlendirme. MBS tarafından tutulan abone veri tabanından kontrol edilmektedir.

- Abonenin beslendiği fider veya dağıtım transformatöründe planlı bir bakım çalışması bulunması. Bu bilgi, İEİS veri tabanından alınmaktadır.

- Abonenin, sebebi ve/veya kapsamı daha önceki ihbar ve değerlendirmeler sonucu operatörce belirlenmiş ve ilgili kütüğe işlenmiş arızalardan etkilenmiş olup olmadığının belirlenmesi.



Şekil 3 AİAS Genel Çalışma Şeması

Bu ön değerlendirme sonucu, abonede kesintinin nedeni bulunamamış ise, operatör 2 nolu formdaki sorularla aboneden arızanın etki sahası ve kapsamı hakkında, ileride şikayetleri değerlendirme safhasında operatörlere yardımcı olabilecek ek bilgileri (örneğin, komşularda, kesinti olup olmadığı) alır.

Bu görüşmeden sonra, abonenin verdiği bilgiler otomatik olarak Aktif İhbar Kütüğüne işlenir (Şekil 4). Bu kütük yapılacak analizler için abonelerin ihbarlarının tutulduğu ve bunların indirici merkezler ve dağıtım transformatör merkezleri adlarına göre sıralı olarak saklandığı, dinamik bir yapıya sahip, sürekli olarak AİAS tarafından güncellenen kütüktür. Operatör kendi tayin edeceği zaman aralıkları içerisinde bu kütükteki şikayetleri analiz eder. Analizde grafik terminal kullanılarak, CBS ortamında geliştirilen uygulama yazılımlarıyla kesinti ihbarları bölge haritası üzerinde, AG, OG fiderler ve dağıtım şebekesinin bütün diğer elemanlarıyla birlikte operatörlere görsel olarak değişik renklerde sunulur. Böylece operatöre değerlendirme büyük kolaylık sağlanır.

Aboneno	trafo	İM	saat	kapsam
233499	atapark1	keciören	9:11	1
XXXX	XXX	XXX	XXX	XXX

Şekil 4 Aktif İhbar Kütüğü

Operatör görsel olarak hem dağıtım şebekesini hem de kesinti ihbar noktalarını bölge haritası üzerinde görürken, geliştirilen uygulamalardaki analiz paketleriyle arızanın sebebinin tahminini daha hızlı ve daha isabetli yapar.

Sistem içindeki analizlerden en önemlileri "overiay", "tracing" ve "adres geocoding" işlemleridir. Overlay analizi, çokgensel, çizgisel ve noktasal olarak gösterilen sistem elemanlarının, birbirleriyle çakışma, birbiri içinde kalma durumları kullanılarak çakışan ve içiçe geçen sistem elemanlarının birinden diğerine ulaşma işlemidir. Tracing analizi ise, dağıtım şebekesinin, AG veya OG üderlerin birbirine bağlanmış, merkezlerden başlayarak abonelerde biten bir ağ şeklinde modellenmesi sayesinde, merkezlerden abonelere veya ters yönde, aşağıdan yukarı, yukarıdan aşağı veya her iki yönde de sistemin taranması işlemidir. Adres kodlama (adres geocoding) ise ihbar anında alınan adres bilgisi kullanılarak, bilgisayar ortamında bölge haritası üzerinde abonenin yerini operatöre gösterir. Bu işlemler sayesinde, örneğin adres kodlama ile haritada yeri bulunan şikayetçi ammenin dağıtım şebekesine olan bağlantısı overlay işlemleri kullanılarak bulunmakta, daha sonrada tracing kullanılarak, buradan itibaren hangi transformatör merkezinden ve bunun hangi kolundan beslendiği tesbit edilmektedir.

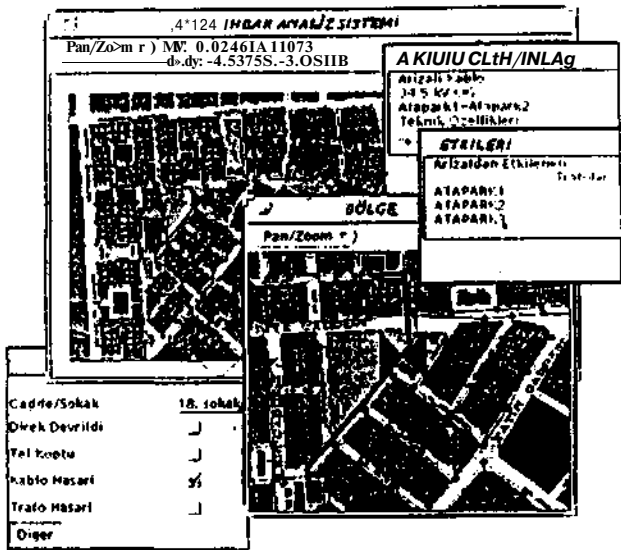
Bu işlemler operatörce Aktif İhbar kütüğündeki ihbarlara uygulanır (Şekil 4), ve sistemdeki koruma elemanları ve etki sahaları bilindiği için arıza sebebi tahmin edilmeye çalışılır. Analizden elde edilecek sonuçlar İEİS üzerinden ön değerlendirme sistemine aktarılmaktadır. Böylece yeni gelecek olan kesinti ihbarlarının sebebi aranırken en son tesbitlerde dikkate alınmakta ve böylece hem abonelere daha sağlıklı bilgiler verilmekte hem de aktif ihbar kütüğünün gereksiz yere büyümesi önlenmektedir. Ayrıca her analiz sonucunda o analizde kullanılan şikayetler aktif ihbar kütüğünden silinerek yine kütüğün büyümesi önlenmektedir. Sebebi bulunamayan ihbarlar ise Aktif Arıza Kütüğünden silinmez ve tekrar değerlendirilmeye alınırlar.

ÖRNEK UYGULAMA

Sistemde yazılım olarak ARC/INFO CBS yazılımı kullanılmıştır [4]. Uygulamalar geliştirilirken, kullanıcı arayüzü olarak kullanımı kolay Türkçe menüler hazırlanmıştır. Bu menüler ARC/INFO Formeditör kullanılarak tasarlanıp yapılmıştır. Uygulama programları, ARC/INFO'nun 4. nesil uygulama geliştirme dili olan Arc Macro Language (AML), kullanılarak modüler yapıda yapılmıştır. Donanım olarak uygulama geliştirmede ve denemede Unix ortamında iş istasyonları, bölge haritalarının sisteme aktarılmasında sayısallaştırıcı tablet, transformatör merkezleri tek hat şemaları ve sistem elemanları hakkındaki dokümantasyonun sisteme aktarılması için tarayıcı kullanılmıştır.

Sistemin veri tahannm, kullanıcı arayüzünün ve değerlendirme yöntemlerinin gerçekçi ve kullanışlı tasannu için, Ankara TEDAŞ Çankaya İşletme ve Bakım Müdürlüğünde 3 ay boyunca incelemeler yapılmış, operatörler ve teknik personelle görüşmeler yapılmıştır. Geliştirilen program Ankara İli Keçiören İlçesi Ovacık bölgesi verileri üzerinde denenmiştir. Bölge bir toplu konut alan olup 7 transformatör merkezi içermektedir. Bölgeye ait paftalar sayısallaştırıcı tablet kullanılarak bilgisayar ortamına aktarılmıştır. Sisteme ait tablosal veriler de TEDAŞ Ankara Elektrik Dağıtım Müessesesinden temin edilmiştir.

Hazırlanan programın tam olarak denenebilmesi ve görsel olması için dağıtım transformatörlerinin bağlı olduğu indirici merkez bölgede var sayılmıştır. Sistem değişik arızalar ve bunların sonucu ihbarlar varsayılarak denenmiştir. Şekil 5, 6'da yapılan çalışmalardan örnekler gösterilmektedir.



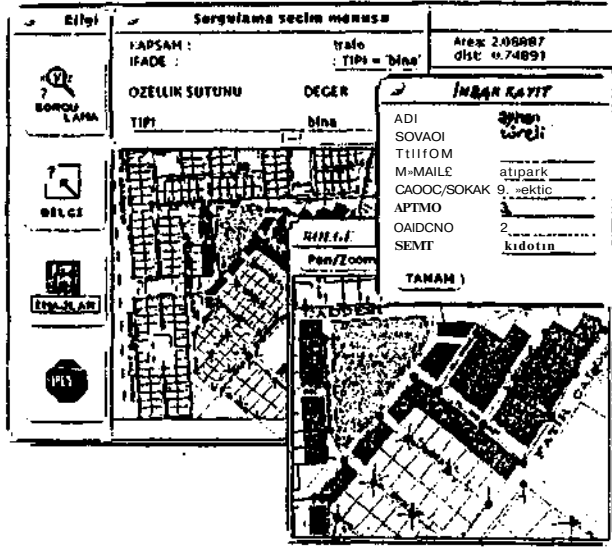
Şekil 5. Sebebi Bilinen Anıza İhbar

Şekil 5, sebebi bilinen bir doğrudan ihbarın, değerlendirilmesini ekranda göstermektedir. Yol kazısı esnasında kabloya hasar veren şirket personeli olayı telefonla bildirmektedir.

Kazı ekibinden kazı yapılan sokağın adresini alan operatör bunu sisteme aktarmış ve sokaktaki kablo, kablonun teknik özellikleri, etkilenen sistem elemanları ve merkezler programca tesbit edilerek İEİS'ne bu bilgi aktarılmış ve bu bilgiler İEİS tarafından, ön değerlendirme kısmına eklenmiştir.

Şekil 6'de bir dağıtım transformator merkezindeki bir termik şalter açmasından dolayı AG'de enerjisi kalan müşterilerin şikayetleri değerlendirilerek arızalı eleman ve etkilenen sistem elemanları ve bölge tesbit edilmiştir.

Abone ihbarı 1 nolu form ile alınmış, ön elemeden geçen ihbar 2 nolu formdan alınan cevaplarla desteklenerek sisteme aktarılmış ve analiz programı vasıtasıyla arızanın bir AG şalter şikayeti olduğu tesbit edilmiştir. Arızadan etkilenen sistem elemanı programca tesbit edilerek İEİS'ne bu bilgi aktarılmış ve bu bilgiler, İEİS tarafından, ön değerlendirme kısmına eklenmiştir.



Şekil 6: AG panoda termik şalter arızası

SONUÇ

Elektrik dağıtım şebekelerinin planlaması ve işletilmesinde hem coğrafik verilere hem de her fiziki eleman için çok sayıda teknik tablosal bilgilere gereksinim duyulmaktadır. Sürekli büyüyen ve gelişen bir yapıya sahip olan dağıtım sistemlerindeki ekipmanlar marka ve teknik özellikler açılarından çok çeşitlilik göstermektedir. Ayrıca, sistemde geniş bir personel yelpazesi ve müşterilerle sürekli bir etkileşim ve ilişki bulunmaktadır. Hizmet sektörü olmanın sonucu, müşteriye kaliteli ve sürekli beslemenin sağlanması ve verimliliğin artırılması hedeflenmektedir.

Bu etkenler ve özelliklerinden, dolayı dağıtım şebekelerinin yönetiminde, her alanda olduğu gibi,

bilgisayar sistemlerinin kullanılması elzem duruma gelmiştir.

Çalışmalar neticesinde geliştirilen CBS tabanlı AİAS sisteminin,

-Abonelerden gelecek ihbarlar kullanılarak elektrik dağıtım şebekelerinde meydana gelen arızaların, bilgisayar ortamında değerlendirilerek olası anza yer ve sebebinin tayininde operatörlere yardımcı bir sistem olabileceği.

-Sistemden alınacak bilgiler kullanılarak arızalara müdahale süresinin azaltılabileceği, olaya müdahalede sistem ve eleman hakkında bilgi olarak kesin müdahale edilebileceği,

-Abonelere şikayetleri hakkında en doğru bilgiyi en kısa sürede verebileceği ve böylece müşteri tatminini arttıracacağı,

-Arızalar hakkında istatistiki bilgiler tutarak yöneticilere sistemin aksayan ve problemlı yerleri hakkında ayrıntılı bilgilere ulaşmak imkanı verebileceği, böylece ileriye dönük bakım ve revizyon çalışmalarını yönetmek olanağını sağlayacağı görülmüştür.

KAYNAKLAR

- 1) W.M. Lin, M.T. Tsay ve S.W. Wu, "Application of Geographic Information System to Distribution Information Support", EEEE PES Winter Meeting, New York, Şubat 1995:
- 2) G. Johnson, "Establishing A Distribution AM/FM System on a PC Network", Transmission and Distribution, Ekim 1990, sayfa: 52-58.
- 3) N.Güven, N. Özay, A.Türel. "Elektrik Dağıtım Sistemlerinin Haritalar üzerinde Bilgisayara Girmesi", Elektrik Mühendisliği 5. Ulusal Kongresi, Eylül 1993, Trabzon, sayfa: 1244-1248.
- 4) N.Güven, N.Özay, E.Çelenk A.Güven "Utilization Of AM/FM Systems in The Operation Of Distribution Networks", Melecon'94, sayfa: 952-955, Antalya
- 5) Understanding GIS, ESRI, Environmental Systems Research Institute. Inc., ABD, 1990

ÖZGEÇMİŞLER

Nezih Güven B.S. derecesini 1979 yılında ODTÜ Elektrik Mühendisliği bölümünden, M. S. ve Ph.D. derecelerini sırasıyla 1981 ve 1984'de Ohio State Üniversitesinden almıştır. Halen ODTÜ'de öğretim üyesidir.

Nevzat Özay B.S. ve M.S. derecelerini ODTÜ Elektrik Mühendisliği bölümünden 1967ve 1968 yıllarında, Ph. D. derecesini ise 1971 yılında University of Manchester'da almıştır. Halen ODTÜ'de öğretim üyesidir.

Ahmet Tümay 1969, Darende doğumludur. 1992 yılında ODTÜ Elektrik-Elektronik Müh. Bölümünü tamamladı. Halen aynı bölümde Yüksek Lisans öğrenimine devam etmektedir. 1 yıl Tübitak-Biltende çalıştıktan sonra iş hayaına Ankara Büyükşehir Belediyesi BİDB'da devam etmektedir.

ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNDE MONTE CARLO YÖNTEMİ KULLANILARAK OLASILIĞA BAĞLI KISA DEVRE ANALİZİ

Z. ElifAYGEN

M. Alp BATMAN

Nesrin TARKAN

İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi
Elektrik Mühendisliği Bölümü
80191 Gümüşsüyü - İSTANBUL

Özet: Bu çalışmada, Monte Carlo Yöntemini kullanan bir bilgisayar programı geliştirilerek örnek bir sistem üzerinde kısa devre analizine uygulanmıştır. Belirli bir bara için arıza akımının olasılık dağılımı histogram şeklinde elde edilmiştir.

1. GİRİŞ

Elektrik enerji sistemlerinin tasarımında önemli bir büyüklük olan kısa devre akımını etkileyen başlıca büyüklükler şunlardır:

1. Yapısal sistem karakteristikleri
2. İşletim sistemi karakteristikleri
3. Arıza koşulları

Yapısal değerler genellikle sabittir. Fakat işletim karakteristikleri istatistiksel olarak değişebilir. Arıza koşulları da raslantısaldır. Deterministik kısa devre analizi bu büyüklüklerin değişkenliğini gözardı eder ve en kötü koşulları kullanır. Elde edilen sonuçlar anahtarlama bölgesindeki kesicilerin kesme kapasitelerinin belirlenmesinde, arızayı algılayıp seçici anahtarlama sistemini çalıştıran rölelerin seçiminde kullanılır.

Günümüzde artan maliyetler ve yeni güç santrallerinin kurulmasına karşı oluşan çevresel tepkiler, elektrik enerji sistemlerinin tasarımında olasılığa bağlı yöntemlerin kullanılmasına yol açmıştır. Olasılığa bağlı kısa devre analizi özellikle arıza etkileri hakkında istatistiksel bilgi gerektiren güvenilirlik ve risk çalışmaları için gereklidir. Analizde en kötü durum varsayımı ya da temel verilerin tüm olası seçeneklerinin modellenmesi yerine istatistiksel arıza parametrelerine bağlı yeni tasarım kriterleri aranır.

Olasılığa bağlı kısa devre analizi, ilgilenilen bölgede ya da barada kısa devre akımlarının olasılık dağılımlarının elde

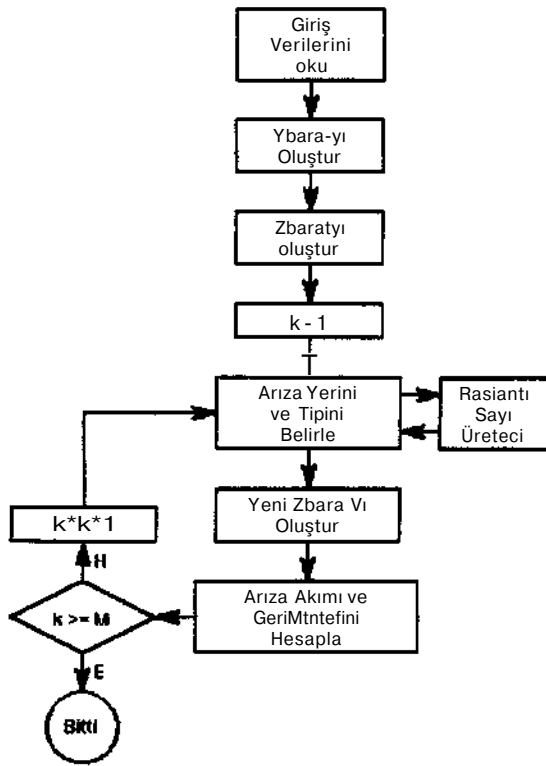
edilmesine dayanır. Kısa devre akımlarının olasılık dağılımlarının belirlenmesinde iki yöntem kullanılır. Bunlar Monte Carlo Yöntemi ve olasılık teorisinin analitik ifadelerinin yer aldığı yöntemdir. Analitik yöntemde ifadelerin karmaşıklığı yüzünden sistem modelinde birtakım basitleştirilmelere gidilmelidir. Monte Carlo Yöntemi daha genel olup güç sistemi bilgisayar hafızasına bağlı olarak istenildiği kadar büyük seçilebilir. Bu çalışmada, günümüz ekonomik koşullarına bağlı olarak Monte Carlo Yöntemini kullanan kısa devre analizi yapılmıştır [1,2,3].

2. MONTE CARLO YÖNTEMİNİN KISA DEVRE ANALİZİNDE UYGULANMASI

Sayısal bir benzetim yöntemi olan Monte Carlo yönteminde sisteme raslantısal zaman ve yerlerde arızalar atanır. Analizde hat tipi ya da bara tipi arızalar gözönüne alınır. Üç tip arıza akımı histogramı hesaplanabilir. İlk tipte, ilgilenilen bir baradaki arıza akımı bulunur. Arıza akımı, barada ya da baraya bağlı hatlardan birinde arıza olduğunda baranın (ya da baranın bir kısmının) taşıdığı akımdır. Arızalar, raslantısal olarak ilgilenilen baranın bulunduğu bölgeye ya da baraya bağlı hatlara ve baralara atanır. Elde edilen istatistiksel bilgiler, baranın tasarımında ve ilgili malzemelerin seçiminde kullanılır. İkinci tipte şebekenin belli bir parçasında yeri raslantısal olarak seçilen arızalar atanır. Elde edilen arıza akımı histogramları kısa devre akımlarının düzeyi hakkında

genel bir bilgi verir. Üçüncü tipte iletim hatlarının tasarım kriterlerinde kullanılmak üzere belli hatlardan geçen kısa devre akımlarının olasılık dağılımları elde edilir.

Monte Carlo Yönteminin uygulanmasında her durum için bir benzetim yapılır. İlgilenilen bir barada arıza akımının olasılık dağılımının bulunması için her benzetimde sistem modellenir ve bara empedans matrisi oluşturulur. Arıza yeri ve tipi rasianti sayı üreticileriyle belirlenir. Arıza yerine yardımcı bir bara eklenerek bara empedans matrisi değiştirilir. Klasik kısa devre analiz denklemleri ve varsayımları kullanılarak kısa devre hat akımları bulunur ve ilgilenilen baradaki arıza akımı hesaplanır. Yeterli sayıda benzetim sonucu arıza akımının olasılık dağılımı bulunur. Şekil 1'de Monte Carlo Yöntemiyle kısa devre analizinin algoritması M benzetim sayısı olmak üzere verilmiştir. Bu algoritmada sayısal uygulama için istatistiksel veri eksikliğinden sistem durumu sabittir.



Şekil 1 Monte Carlo Yöntemiyle kısa devre analizinin algoritması

Bu işlem için gerekli sistem ve arıza koşullarının modellenmesi aşağıda açıklanmıştır [4,5].

2.1 İşletim sisteminin ve arıza koşullarının modellenmesi

Güç sistemlerinin işletme koşullarındaki rasianti salık sistem parametrelerinde, elemanların etkinliğinde ve yüklerdeki değişimler gözönüne alınarak modellenebilir.

Üretim: Kısa devre analizinde yükler ihmal edilse de yük durumuna bağlı üretimin gösterilmesi için yük değişimleri bilinmelidir. Belirli bir yıl için arızalar raslantısal olarak alınır, yıllık yük tahminine dayalı aylık yük eğrisi işletmedeki üretim birimlerinin belirlenmesinde kullanılarak bakıma alınacak üretim birimleri günlük ortalama yük tahminine göre planlanır. Üretimin raslantısallığı değişik üretim birimlerinin verilere dayalı zorunlu devre dışı kalma oranlarıyla tanımlanır.

İletim: İletim sisteminde şebeke modelini etkileyecek raslantısal değişimler olur. İletim faaliyetlerindeki raslantısal değişimler, şebekedeki değişik hatların zorunlu devre dışı kalma durumlarıyla verilerek, yıl boyunca devreden çıkan ve devreye giren hatlar sistem modelinde gösterilir.

Arıza koşulları: Arıza koşullarındaki raslantısallık arıza zamanı, yeri ve tipidir. Yıl boyunca aylara dağılmış arıza sayısını veren histogramlardan arıza zamanı Monte Carlo çevriminde rasianti sayısı şeklinde üretilir. Arıza yeri de hatlardan ya da baralardan olmak üzere yine istatistiksel verilere dayalı olarak seçilir. N iletim hattının bulunduğu bir güç sisteminde k hattında arıza olma olasılığı $P(k)$ iki şekilde tanımlanır. Bunlardan birincisi, n , k, hattında meydana gelen arıza sayısı ve n ise uzun bir zaman aralığında sistemde meydana gelen arıza sayısı olmak üzere

$$P(k) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{n_k}{n} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (D)$$

şeklindedir.

İkincisi ise, L_i , k_i hattının uzunluğu ve l_j ise iletim hatlarının toplam uzunluğu olmak üzere

$$P(k_i) = \frac{L_i}{iL_j} \quad (2)$$

şeklini alır. İstatistiksel veri eksikliğinde ya da geleceğe dönük bir hat tasarımında bu denklemde verildiği gibi arıza olma olasılığının hat uzunluğuyla orantılı olduğu varsayılır.

Hattaki arıza yeri sürekli raslantı değişkeni X ile $[0, 1]$ aralığında

$$\lambda = \frac{k}{L} \quad (3)$$

olarak tanımlanmıştır. Burada L hattın uzunluğu, L_k ise arıza yerinin hat başına uzaklığıdır. Bir iletim hattı boyunca arızanın meydana gelme olasılığının aynı olduğu varsayılırsa X 'nin düzgün dağılıma sahip olduğu kabul edilebilir. Arızanın meydana gelme olasılığının yüksek olduğu yerler, örneğin baraiar, hatların kötü çevre koşullarında bulunan bölümleri, sistemin yüksek arıza olasılıklarına sahip özel parçaları olarak düşünülebilir. Arıza tipi de verilere dayalı olarak ilgilenilen bölgedeki arıza sıklığına uygun olarak, faz toprak, faz faz, faz faz toprak ve üç faz toprak olmak üzere ayrık raslantı değişkeni olarak atanır [3,4].

2.2 Bara empedans matrisinin değiştirilmesi

($m-1$) baralı bir güç sisteminin bara empedans matrisinin Z olduğu varsayılın. L_{ij} hat uzunluğu olmak üzere i ve j baraları arasında i barasından XL_{ij} uzaklığında bir arıza olduğu düşünülerek arıza yerine son bara numarasını (m) almak üzere yardımcı bir bara eklenir. Yardımcı baranın eklenmesiyle oluşan yeni empedans matrisi Z'_y 'nin satır ve sütun sayısı Z matrisine göre bir fazladır. Z_y matrisinin elemanları Z

matris elemanlarının, $V_{n'n}$ ve hat empedansı z_j 'nin fonksiyonu olarak

$$Z_{y_{\mu\nu}} \approx Z_{\mu\nu} \quad \mu, \nu \neq m \quad (4)$$

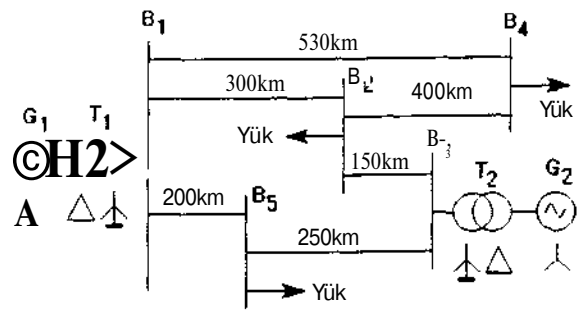
$$Z_{y_{mm}} = (1-X) \cdot Z_{iu} + AZ_{ju} \quad (5)$$

$$Z_{y_{mm}} = (1-\lambda)^2 \cdot Z_{ii} + \lambda^2 \cdot Z_{jj} + 2\lambda \cdot (1-\lambda) \cdot Z_{ji} + \lambda(1-\lambda) \cdot z_{ji} \quad (6)$$

denklemleriyle bulunur [3].

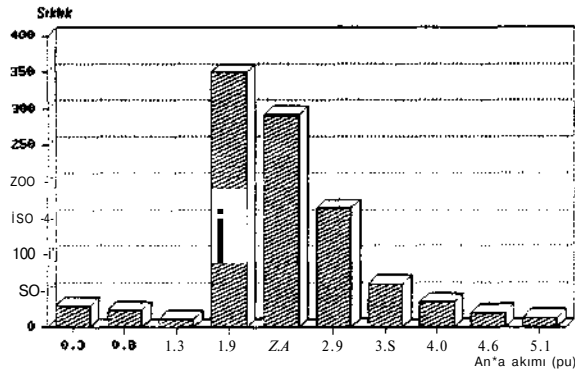
3.SAYISAL UYGULAMA

Şekil 2'deki örnek sistemde Şekil 1'de verilen algoritmaya uygun olarak 1 numaralı baradan geçen arıza akımının olasılık dağılımı 1000 benzetim sonucu histogram biçiminde verilmiştir (Şekil 3). İstatistiksel veri eksikliğinden sistem parametreleri sabit tutulup, arıza yeri ve tipi raslantısal olarak atanmıştır. Arızalı hat, hat uzunluğuyla orantılı olarak seçilmiş ve hat boyunca arıza olasılıkları eşit kabul edilmiştir. Arıza tipi de genel verilere göre %80 olasılıkla bir faz toprak ve %20 olasılıkla diğer arıza türleri düşünülerek seçilmiştir.



G1: 150 MVA, 15,8 kV, $x_d=0.19$ pu
G2: 200 MVA, 21.0 kV, $x_d=0.20$ pu
T1: 150 MVA 15.8/150 kV, $x=0.14$ pu
T2: 250 MVA 21.0/150 kV, $x=0.15$ pu
 $x_{\text{hat}}=0.4$ oh m/km
Temel güç 150 MVA, temel gerilim 15.8kV

Şekil 2: Örnek sistem



Şekil 3: Örnek sistemde 1'nolu baradan geçen arıza akımının olasılık dağılımı

4. SONUÇ

Bu çalışmada, Monte Carlo Yöntemiyle bir baradan geçen arıza akımının olasılık dağılımı elde edilmiştir. Sonuçta bu dağılımdan görüldüğü gibi en kötü durumda arıza akımının (3kA) gerçekleşme olasılığının yaklaşık %1 olduğu görülmüştür. Arıza akımının ortalama değeri yaklaşık 1kA ile 1.7 kA arasındadır. Bu değerler ve gerçekleşme olasılıkları güç sistemleri tasarımında maliyet açısından gözönüne alınmalıdır.

KAYNAKLAR

- [1] ANDERS GEORGE J.-'Probability Concepts in Electric Power Systems'.John Wiley&Sons, 1990
- [2] FORD G.L., SRIVASTAVA K.D. - The Probabilistic Approach to Substation Bus Short Circuit Design'. Electric Power Sys. Res.,Vol.4, No.3, pp. 191-200, 1981
- [3] BALOUKTSIS A., TSANAKAS D., VACHTSEVANOS G. -' Probabilistic Short Circuit Analysis by Monte Carlo Simulation and Analytical Methods'.IEEE Trans., PWRS-1,No.3,pp. 135-141,1986
- [4] EL-KADY M.A.- ' Probabilistic Short Circuit Simulation by Monte Carlo Method'. Electric Power Sys. Res., Vol.5,pp. 13-20, 1982
- [5] AYGEN Z.ELİF- 'Olasılığa Bağlı Kısa Devre Analizi'. Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul 1995

ÖZGEÇMİŞLER



Z.ELİF AYGEN
1969 yılında İstanbul'da doğdu. 1992 yılında İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümünü 1995 yılında İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsünde Yüksek Lisans öğrenimini bitirdi ve aynı enstitüde doktora öğrenimine başladı. Halen İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümünde Araştırma Görevlisi olarak çalışmaktadır.



M. Alp BATMAN
1965 yılında İstanbul'da doğdu. 1987 yılında İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümünü, 1991 yılında İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsünde Yüksek Lisans öğrenimini bitirdi. 1993 yılında aynı enstitüde doktora öğrenimine başladı. Halen İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümünde Teknisyen Mühendis olarak çalışmaktadır.



Nesrin TARKAN
İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü Öğretim Üyesi ve Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı Başkanı'dır. Elektrik güç sistemlerinin analizi, planlaması ve optimizasyonu konularında çalışmaktadır. Sonuçlanmış 6 Doktora ve 60" dan fazla Yüksek Lisans Tezi yönetmiştir. Aynı konuda, 40 civarında yayın ve çalışması vardır.

ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNE BAĞLI MALİYET ANALİZİ

Mehmet KURBAN

Nesrin TARKAN

İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi
Elektrik Mühendisliği Bölümü
80191 Gümüşsüyü - İSTANBUL

Özet: Bu çalışmada, elektrik enerjisi üretim ve dağıtımını üstlenen bir şirketin mali modeli ve giriş-çıkış parametreleri, oldukça basitleştirilmiş bir şekilde verilmiştir. Ayrıca, sistem planlamasında önemli bir yer tutan elektrik enerjisi üretimine bağlı maliyet analizi konusuna kısaca değinilmiş ve ekonomik yüklenme programı gözönünde tutularak, üç baralı bir sistemi içeren ayrıntılı bir problem, bilgisayar yardımıyla incelenmiştir.

1. GİRİŞ

Artan nüfus ve gelişen teknoloji ile birlikte elektrik enerjisi ihtiyacı da hızla artmaktadır. Bu durum, tüketiciye ekonomik, güvenilir ve nitelikli elektrik enerjisi sağlamak için, üretim sistemlerinde büyüme çalışmaları yapılmasını gerektirir; ayrıca, birincil enerji kaynakları ve mevcut üretim birimlerinin rasyonel kullanımını sağlayacak yeni çözümler aranmasını zorunlu kılar. Bu nedenle üretimdeki yetersizliği karşılamak için yapılacak çalışmalar, hem teknolojik gelişmelere hem de ekonomik ayrıntılara dayandırılmalı ve belli bir plan dahilinde gerçekleştirilmelidir. Çalışmaları değerlendirmek ve planlamak için, çok sayıda değişkene bağlı olan maliyet analizlerinin yapılması bir zorunluluk olarak ortaya çıkmaktadır /1 -2-3/.

Yatırım, yakıt, işletme ve bakım maliyetleri, elektrik enerjisi üretim maliyetini etkileyen faktörlerdir. Bunlar, öncelikle bir ülkenin gelişme durumuna ve doğal kaynaklarına bağlıdır. Bugün tüm doğal kaynaklarını devreye sokmuş olan teknolojik, kültürel ve ekonomik yönden gelişmiş ülkeler, planlarını ekonomik ayrıntılara ve teknolojik uygulamalara dayandırmaktadırlar. Türkiye gibi gelişmekte olan ülkeler ise özellikle yenilenebilir doğal kaynaklarını hızla devreye sokmaktadırlar. Bu aşamada bir büyüme planlama problemi ortaya çıkmaktadır **izi**.

Belirli bir büyüme planına ilişkin maliyet analizinde şunlar gereklidir:

- 1-Tesis maliyeti,
- 2- Üretim maliyeti,
- 3- Birim ilavelerin zamanlanması

Bu üç değer, ayrıntılı bir büyüme planlama maliyetine diğerlerinden daha fazla etki eder. Bundan dolayı, hesaplara bu değerlerin katılması gerekir.

Sistem maliyetlerine ve elektrik enerjisi üretim ve dağıtımını üstlenen bir şirketin mali modeline ait incelemeler, üretim analizinin üretim sistem planlamasındaki rolünü göstermek açısından önemlidir. Sistem maliyet analizinde, her birimin üreteceği yıllık enerjinin tahmini değerinin bilinmesi gerekir. Bu değer, üretim maliyeti ile de ilişkilidir. Benzer şekilde aylık olarak yapılan şirketin mali modeline ait çalışmalarda, enerji satın almaları veya satışlarını içeren aylık üretim maliyetlerinin ayrıntılı bir hesabı gerekir. Ayrıca, bazen yakıt edinmedeki uzun gecikmelerden dolayı, şirketlerin gerekli yakıt miktarlarını önceden belirleyebilirle yeteneğine sahip olmaları önemli bir konudur 141.

2. ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM VE DAĞITIMINI ÜSTLENEN BİR ŞİRKETİN MALİ MODELİ VE GİRİŞ-ÇIKIŞ PARAMETRELERİ

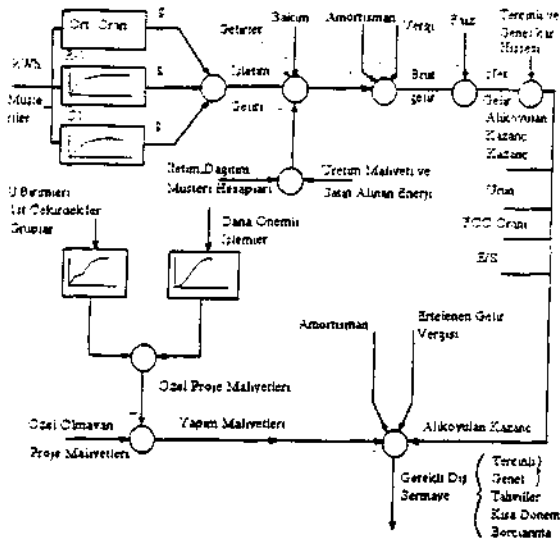
İstatistiksel verilere dayanarak, elektrik enerjisi üretim ve dağıtımını üstlenen bir

şirketteki nakit akışının çok kaba ve oldukça basitleştirilmiş bir modeli bulunabilir. Örneğin, "kazançların durumu" ve "yapım için kullanılan fon kaynaklarının durumu", şekil 1'de gösterildiği gibi klasik kontrol teorisinde kullanılan bir diyagrama dönüştürülebilir. Elde edilen bu model, çok katlı girişi ve çıkışı olan açık çevrimli bir sistemdir. Bu sistemde önemli girişler şunlardır:

- 1-Aylık tahmini enerji ve müşteriler
- 2-Yeni tesisler ve iletim elemanları için yapılan aylık harcamalar
- 3-Aylık üretim maliyetleri
- 4-İletim, dağıtım, müşteri hesapları ve satışları ile ilgili maliyetler

Benzer olarak önemli çıkışlar şunlardır:

- 1-Brüt gelir veya işletim geliri
- 2-Alıkoyulan kazançlar
- 3-Herbir hisse senedi kazançları
- 4-Şabit masraf kapsama oranı
- 5-Ürün
- 6-Dış sermaye ihtiyaçları



Şekil 1 Şirketin Basitleştirilmiş Mali Modeli

Böyle bir planlama durumu hem uygun hem de gereklidir. Ayrıntılı üretim analiz teknikleri kullanılarak, aylık üretim maliyetleri ve satın alınan enerji maliyetleri

belirlenebilir. Bu sistemin çıkışı, şunların belirlenmesini sağlar:

- 1- Ne kadar dış sermayeye ihtiyaç duyulduğunu ve bunun bulunup bulunamayacağı,
- 2- Ürün ve kazanç değerlerinin yeterli seviyelerde kalıp kalamayacağı.

İşletim giderleri , ücret yapısına ek olarak müşterilere ve enerjiye bağlıdır. Elektrik enerjisinin üretim ve dağıtımını üstlenen bir şirketin brüt giriş oranı , geri dönüş oranına doğrudan bağlıdır. Genellikle brüt girişin üst sınırı, şirketin fiyat tabanı ile tahmini geri dönüş oranı çarpılarak belirlenebilir. Esasen fiyat tabanı, elektrik enerjisi üretimi, iletimi ve dağıtımının teslim edildiği şirketlerin toplam sermayesidir. İşletim giderlerinin artması ve uluslararası yakıt firmaları ndaki talep zorlamaları ve arzdan dolayı yüksek üretim maliyetleri yüzünden müşterilerin enerji tasarrufuna gitmeleri sonucu beklenen kazançlar elde edilemeyebilir. Amortisman, brüt giriş bulunurken çıkarıldığı için vergi maksadı hariç, gerçek bir gider değildir. Fakat dış sermaye ihtiyacı belirlenmeden önce amortisman tekrar hesaba katılır. Bu anlamda amortisman, şirketin, santral hizmet dışı kaldıktan sonra tekrar bir santral kurulabilmesini hesaba katan faktördür. Üretim, enerji satın almaları ve satışları dışında amortisman, vergiler ve yönetim gibi konulara da önem vermek gereklidir. Ayrıca, üretim analizi, gelecekteki yakıt ihtiyaçları gibi sistem maliyetlerinin hesaplanmasında kullanılan bilgileri de içermelidir, görüldüğü gibi aylık olarak yapılan şirketin mali modeline ait çalışmalarda, enerji satın almaları ve satışlarını içeren aylık elektrik enerjisi üretim maliyetlerinin ayrıntılı bir hesabı gerekir /4/.

3. ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNE BAĞLI MALİYET ANALİZİ

Belirli bir büyüme planında, üretim maliyetlerine ilişkili olarak her bir birimin ürettiği enerjinin tahmini değerinin, bilinmesi hem şirketin mali modeli hem de sistem çalışmaları için önemlidir. Üretim

maliyetleri, hem yakıt hem de işletim ve bakım maliyetlerini içerir. Bunları belirlemek için, ilk önce çalışılan periyotta yükün haftalık ne kadar olacağını ve tahmini veriler ve yük şekilleri kullanılarak yük dağılımlarının belirlenmesi gerekir. Bununla beraber, herbir birimin doğru üretim verilerini bulmak için yük dağılımını etkileyen birimlerin üretim maliyetlerinin minimum olması gerekir. Bu durum ekonomik yüklenme programı (ECS) olarak gösterilecektir. En uygun büyüme planının ve yakıt anlaşmalarının seçiminde kullanılan toplam enerji, üretim maliyetleri ve yakıt miktarları belirlenmelidir. Bu da ECS için önem taşımaktadır. ECS gözönünde tutularak üç baralı bir sistemin aylık tahmini enerji miktarı, yakıt maliyeti ve miktarı bulunacaktır. Bu hesaplamalar için kullanılan akış diyagramı şekil 2'de verilmiştir.

4. SAYISAL ÖRNEK

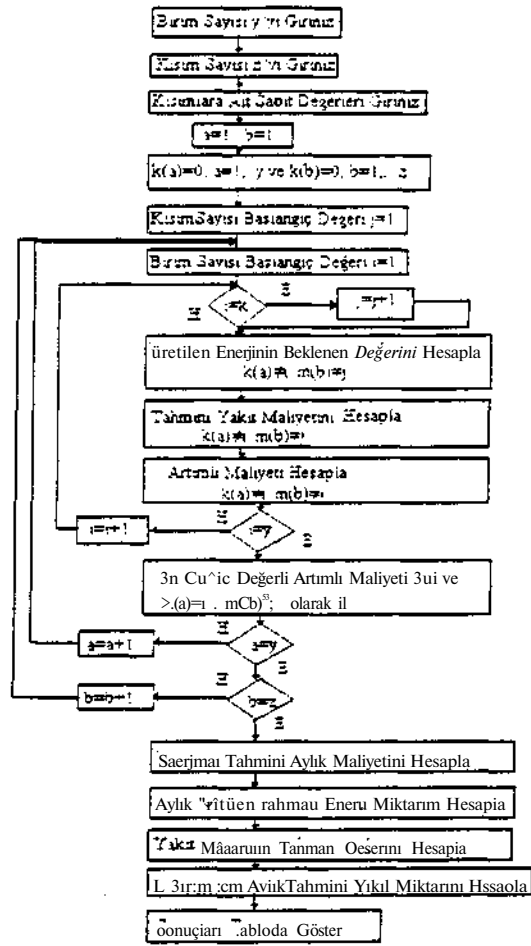
Burada üç baralı bir sistemi içeren oldukça ayrıntılı bir problem incelenecektir. İncelemede iki kısımlı generatör modelleri ve aşağıdaki basitleştirilmiş veriler kullanılacaktır:

1. BİRİM (Petrol Yakıtlı): 1. ve 2. kısmın kapasiteleri 25'er MW, ısı oranları sırasıyla 10 ve 12 MBtu/MWh, birimin devre dışı kalma olasılığı 0.02, birim yakıt maliyeti 15 US\$/bbl ve yakıt ısı değeri 6 MBtu/bbl'dir.

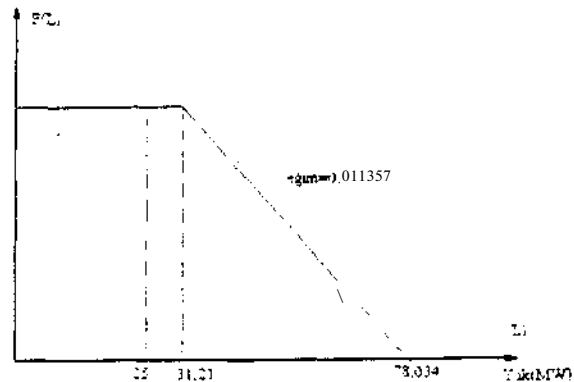
2. BİRİM (Kömür Yakıtlı): 1. ve 2. kısmın kapasiteleri 25'er MW, ısı oranları sırasıyla 12 ve 15 MBtu/MWh, birimin devre dışı kalma olasılığı 0.03, birim yakıt maliyeti 36 US\$/ton ve yakıt ısı değeri 24 MBtu/ton'dur.

Her iki birimin işletim ve bakım maliyetlerinin sıfır olduğu ve $T=672$ saat olan aylık yük dağılımının, tahmini kararsızlığın ihmal edildiği ve tepe değer talebinin 78.034 MW olduğu şekil 3'teki yük dağılımı ile gösterildiği kabul edilecektir. Kolaylık olsun diye iki birimin dört kısmından ilk yüklenilmesi gereken

kısımın, artımlı maliyeti en düşük olan kısım olacağı düşünülerek hesaplar yapılacaktır.



Şekil 2 Hesaplama için kullanılan akış diyagramı



Şekil 3 Yük Dağılım Eğrisi

Bilgisayar programı yardımı ile bu birimlere ait kısımların aylık tahmini enerji miktarları $s(E)$, yakıt maliyetleri $s(FC)$ ve yakıt miktarları $s(F)$, tablo 1'de verilmiştir.

Kısım, Birim	$S(E)$ [MWh]	$s(FC)$ [US\$]	$S(F)$
1,2	16296.00	293328.0	8148 bbl
2,2	13830.84	311194.2	8644 bbl
1,1	5790.64	144766.3	9651 ton
2.1	481.87	14456.1	964 ton

Tablo 1 Birimlere ait aylık tahmini yakıt maliyetleri, enerji ve yakıt miktarları

5. SONUÇ

Elektrik enerjisi üretim ve dağıtımını üstlenen bir şirketin mali modeline ait çalışmalarda, aylık üretim maliyetlerinin ayrıntılı bir hesabı gerekmektedir. Ayrıca, bazen yakıt edinmedeki uzun gecikmelerden dolayı gerekli yakıt miktarları önceden belirlenebilmelidir. Yapılan tüm çalışmalar, hem teknolojik gelişmelere hem de ekonomik ayrıntılara dayandırılmalıdır.

6. KAYNAKLAR

İM TARKAN, N. , ÖZTÜRK, S. , A New Modelling and Solution for Optimal Planning in Electrical Power Systems, Araştırma Makalesi, Y.T.Ü. Dergisi, İstanbul 1993.

121 ÖZTÜRK, S. .Elektrik Üretim Sistemlerinin Optimal Planlamasında Yeni Bir Modelleme ve Çözüm, Doktora Tezi, Marmara Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul 1989.

İZİ KURBAN, M. , Üretim Sistemlerinin Maliyet Analizi, Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul 1994.

IAI SULLIVAN, R.L. , Power System Planning, McGraw Hill International Book Company, NewYork 1977.

ÖZGEÇMİŞLER



Mehmet KURBAN
1969 yılında Erzurum'da doğdu. İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi (E.E.F.) Elektrik Mühendisliği Bölümünden (E.M.B.) Müh. , 1994'te İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü (F.B.E.) Elektrik Mühendisliği Programından Yük. Müh. olarak mezun oldu. 1994'ten itibaren İ.T.Ü. F.B.E. Elektrik Mühendisliği Programında doktora çalışmalarını sürdürmekte ve İ.T.Ü. E.E.F. E.M.B. Elektrik Tesisleri Anabilim Dalında Araş. Gör. olarak çalışmaktadır.



Nesrin TARKAN
İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü Öğretim Üyesi ve Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı Başkam'dır. Elektrik güç sistemlerinin analizi, planlaması ve optimizasyonu konularında çalışmaktadır. Sonuçlanmış 6 Doktora ve 60'dan fazla Yüksek Lisans Tezi yönetmiştir. Aynı konuda, 40 civarında yayın ve çalışması vardır.

BİR BÖLGEİ ENTERKONNEKTE SİSTEMLERDE SPOT ELEKTRİK FİYATINI KULLANAN YENİ BİR OPTİMAL DAĞITIM TEKNİĞİ

Salih FADIL

Osmangazi Üniversitesi
M.M.F Elektrik Elektronik Bölümü
26030 ESKİŞEHİR

Güner Refik SARIOĞLU

Osmangazi Üniversitesi
M.M.F Elektrik Elektronik Bölümü
26030 ESKİŞEHİR

ÖZET

Bu çalışmada tek bölgesel enterkonnekte bir elektrik enerji sistemi için spot elektrik fiyatını kullanan bir optimal dağıtım tekniği geliştirilmiş ve simülasyonu yapılmıştır. Bu teknik, kayıplı bir sistemde enerji üretim birimlerinin alt ve üst aktif güç üretim sınırlarını, iletim hatlarının maksimum taşıma kapasitelerini gözönüne almaktadır. Önerilen iteratif optimal dağıtım tekniği başlıca iki ana kısımdan meydana gelmektedir. Birinci kısım yük akışının yapıldığı kısımdır. İkinci kısım ise yük akışından elde edilen sonuçlar kullanılarak üretim birimlerinin yeni ve optimale daha yakın aktif güç üretimlerinin hesaplandığı kısımdır.

1. GİRİŞ

1967'de W. F. Tinney ve C. E. Hart lineer olmayan denklem sistemlerinin çözümü için kullanılan Newton metodunu yük akışı probleminin çözümünde kullandı *IM*. Daha sonra W. F. Tinney ve H. W. Dommel optimal yük akışı probleminin nasıl çözülebileceğini ortaya koydular *121*. Bu makaleden sonra optimal yük akışı problemini çeşitli tarzlarda çözen yöntemler geliştirildi ve halen de bu konuda çalışmalar yapılmaktadır. Referans /3/'de bu konuda yapılan çalışmalara ait makaleler kronolojik bir sırada verilmektedir. Bir bölgesel ve çok bölgesel optimal dağıtım konusuna ait makaleler daha geniş bir şekilde referans /4,5/'de bulunabilir.

Referans /6/'da F. C. Schweppe ve arkadaşları spot elektrik fiyatı kullanmanın etkisini tüketici seviyesinde ele almakta ve bunun hem enerjiyi üreten ve hem de tüketen açısından faydalar sağladığının ortaya koymaktadır. Referans /5/'de Salih Fadil spot elektrik fiyatını kullanan ve enerji sistem dinamiğini kullanan çok bölgesel bir optimal dağıtım tekniği önermektedir.

2. OPTİMİZASYON TEKNİĞİNİN GENEL YAPISI

Geliştirilen yöntem, belirli bir yük değeri için tek bölgesel enterkonnekte bir sistemin optimal olarak işletilmesine olanak verir. Bu teknik, sistemin minimum maliyetle çalışması için, her bir üretim biriminin üretmesi gereken aktif güç miktarını iteratif bir çözüm yoluyla belirler. Optimizasyon algoritması başlangıç koşullarından bağımsız olarak optimal çözümü hesaplamaktadır.

Yük akışı hesabından sonra salınım harasına bağlı üretim biriminin ürettiği güç, hatlardan iletilen güçler elde edilir. Bu sonuçlar kullanılarak optimale daha yakın, üretim birimlerinin üretmesi gereken aktif güç değerleri hesaplanır. Ardından yük akışı hesabı tekrarlanarak bu işlemler sistemin toplam maliyetindeki azalma belirli bir tolerans değerinin altına düşüncüye kadar sürdürülür.

Eğer elde edilen optimal çözümde sistemde üretim sınırlarını aşan birimler ve taşıma kapasitelerini aşan hatlar mevcutsa, bu üretim birimleri ve hatlar için ek iterasyonlar yapılır. Böylece fiziksel kısıtlamaları sağlayan yeni bir optimal çözüm noktası bulunur

Birimlerinin ürettikleri reaktif güç değerleri, birim gerilim kontrollü baraya bağlı ise AC yük akışı sonucunda hesaplanır. Üretim birimi yük barasına bağlı ise reaktif güç üretimi, birimin güç katsayısı sabit olacak şekilde (mesela 0.9) belirlenir.

3. OPTİMİZASYON İŞLEMİ

AC yük akışı tamamlandıktan sonra üretim birimlerinin giriş-çıkış (Saat başına maliyet-üretilen güç) eğrilerinden $FI=F(P,)$, (R/h) yararlanarak sistemde üretilen toplam gücün maliyeti hesaplanır¹ *IAI*. Sistemdeki her

¹ R harfi hayali bir para birimini temsil etmektedir.

üretim biriminin giriş-çıkış eğrisi o birimin elektrik çıkış gücünün polinomsal bir fonksiyonu olarak alınmaktadır. Herbir birim için $P_i \leq P_i \leq P_i$ olmak zorundadır. Ayrıca herbir birimin artımsal maliyeti de (1) no'lu eşitlikten yararlanılarak bulunur.

$$X_i = \frac{dF(P)}{dP}, \quad R/MWh \quad d)$$

Artımsal maliyet; bir ünite belirli miktarda güç üretirken, o değerdeki üretimi biraz arttırıldığında saat başına olan maliyetindeki artmanın güçteki artmaya oranını verir. Eğer güçteki artış 1 MW ise bu doğrudan maliyetteki artışı verir. Bu nedenle artımsal maliyet değerleri birimlerin güçlerinin arttırılıp eksiltilmesine karar vermede kullanılmaktadır. Geliştirilen optimizasyon tekniğinde herbir baranın artımsal maliyeti (spot elektrik fiyatı) ile diğer haralardan güç alınmıyorsa, gelen gücün spot fiyatı karşılaştırılır ve buna göre alman güçlerde değişiklik yapılır. (2) numaralı eşitlik sistemin toplam maliyetinin hesaplanmasında kullanılır.

$$\text{Toplam Maliyet} = F_T = \sum F_i(P_i), \quad R/h \quad (2)$$

3.1. Güç Alım ve Satımları Sistemin tek bir işletmecisi olduğundan bu bölümde bahsedeceğimiz güç alım-satım işlemleri sanal olup yalnızca sistemin optimum çalışma noktasını bulmakta kullanılmaktadır. Başka bir baradan güç alan baraya, alım yaptığı baraya bağlı üretim biriminin artımsal maliyeti ve alımda meydana gelen hat kaybı göz önüne alınarak spot elektrik alım fiyatı bildirilir. Baralar arasında hatlardan iletilen güçler TP_{ik} şeklinde gösterilecektir. İndis sırası gücün i harasından k harasına iletildiğini göstermektedir. Aynı zamanda son indis gücün hangi bara sınırında olduğunu göstermektedir. TP_{ic} i baradan gönderilen k bara sınırındaki güç ve $-TP_{ki}$ ise i baradan k baraya gönderilen ve i bara sınırındaki güçtür.² SP_{ik} i baranın k bara sınırında hesaplanmış spot elektrik fiyatıdır. Spot elektrik fiyatının hesaplanması (3) eşitliğine göre yapılmaktadır.

²- işletmene dikkat ediniz.

$$SP_{ik} = \lambda_i(P_i) \left[1 + \frac{-TP_{ic} - TP_{ik}}{TP_{ia}} \right], \quad R/MWh \quad (3)$$

Eşitlik (3)'den görüleceği SP_{ik} , i baranın artımsal maliyeti, bu baradan k baraya güç gönderimi sırasında oluşan kayıp oranı kadar arttırılarak hesaplanır. Böylece hat kayıplarının optimizasyon işlemine katılması sağlanmış olmaktadır.

Şişemin tek bir işletmecisi olmasına rağmen geliştirdiğimiz metotta haralarda bulunduğu varsayılan karar mekanizmaları güç alımlarına karar vermektedir. Alımlarda baranın artımsal maliyeti (baraya bağlı üretim biriminin artımsal maliyeti) ile alınan gücün spot fiyatı karşılaştırılır ve eşitlik (4)'e göre alman güçler yeniden hesaplanır.

$$TP_{ik}^{yeni} = [(\lambda_k - SP_{ik}) + 1] TP_{ik}^{eski} \quad (4)$$

Geliştirdiğimiz çözüm tekniğinde iterasyon sayısını azaltmak için, optimal çözüm noktasının yakınma kadar denklem (4)'e göre yeni güç alımları hesaplanmaktadır. Denklem (4)'ten görüldüğü gibi yeni alımın belirlenmesinde A^* ile SP_{ik} arasındaki fark doğrudan kullanılır. Böyle bir kullanım optimal çözümden uzak bir noktada alımların büyük oranlarda düzeltilmesine olanak verir. Optimal çözüme yaklaşıldığında denklem (4)'e göre alımların değiştirilmesi, değişiklikler oldukça büyük olduğundan toplam maliyette azalma yerine bir artışa neden olabilmektedir. Optimal çözüm noktası etrafındaki bu osilasyonu gidermek için, yapılan alımlar daha hassas bir şekilde değiştirilmelidir. Bu nedenle eşitlik (5)'e göre yeni alımlar hesaplanmaktadır. Eşitlik (5)'de başlangıçta a değeri sabit bir sayıya eşit alınır. Osilasyonun devam etmesi halinde değeri gittikçe küçültülerek alımlar daha da hassas hale getirilir.

$$TP_{ik}^{yeni} = \left[a \left(\frac{\lambda_k - SP_{ik}}{\lambda_k} \right) + 1 \right] TP_{ik}^{eski} \quad (5)$$

Başlangıç aktif güç üretim değerleri, optimal çözüm noktasından çok uzak ise TP_{ik} güçleri eskilerine göre çok farklı, hatta negatif bile olabilmektedir. Simülasyon işlemi sırasında eğer $(A^* - SP^*)$ değeri 0.5'ten büyük ise 0.5'e, -1.2' den küçük ise -1.2'ye esit alınmaktadır. Bunun nedeni birimlerin

ürettikleri yeni aktif güçlerin belirlenmesi sırasında negatif değerlerin ortaya çıkmasını önlemektir. •

3.1.1. Üretim Birimi Bağlı Olmayan Baralann Artımsal Maliyetlerinin Hesaplanması Bir barada üretim biriminin bulunmaması durumunda, bu baradaki alımın optimal olması için gözönüne alınan bara sınırındaki spot elektrik alım fiyatlarının birbirine eşit olması gerekmektedir. Bu çeşit baralarda alımları optimale daha yakın yapmak için spot elektrik alım fiyatlarının alınan güçlere göre ağırlıklı ortalaması eşitlik (6) kullanılarak hesaplanır.

$$\lambda_k = \frac{\sum_{i \in TP_k} \frac{S_{TP_k} \cdot TP_{i,v} \cdot SR_k}{i \cdot TP_k \cdot OV}}{\sum_{i \in TP_k} TP_k} \quad (6)$$

Burada i, k. baranın güç aldığı bütün baraların göstermektedir. Daha sonra bu ortalama değer (sanal artımsal maliyet) ile spot elektrik alım fiyatları karşılaştırılarak alınan güçler eşitlik (4) veya (5)'e göre hesaplanır.

3.2. Optimale Yakın Yeni Üretimlerin Belirlenmesi Alınan güçlerin her bir bara için eşitlik (4) veya (5) kullanılarak belirlenmesiyle hatların diğer uçlarından verilen (satılan) güçler de yaklaşık olarak eşitlik (7)'ye göre belirlenir.

$$-TP_k^{yeni} = TP_k^{yeni} + P_{kayitp,k} \quad (7)$$

Satılan güçlerin yaklaşık olarak hesaplanmasının nedeni hatlardan iletilen güçlerin değişmesine rağmen son yük akışından elde edilen hat kayıplarının kullanılmasıdır. Bu durum çözüm tekniğinin iteraif olmasını da zorunlu kılmaktadır.

Sistemdeki bütün baralar aldıkları güiri yeniden hesapladıktan sonra (dolayısıyla satılan güçler de yeniden hesaplanmıştır) güç dengeleri bozulan baralar, kendilerine bağlı üretim birimlerinin ürettikleri aktif güçlerde gerekli düzeltmeleri eşitlik (8)'e göre yaparlar.

$$p_{üretim,k}^{yeni} = P_{yük,k} - \sum_{\substack{\{k, b, m, i \in b, S\} \\ \text{> } \{tam\} \text{ nit. } f}} TP_k^{yeni} \quad (8)$$

Eşitlik (8)'de TP^k. bara sınırında alınan ve satılan güçleri göstermektedir

3.2.1. Üretim Birimi Bağlı Olmayan Baralann Güç Dengeleri Eğer gözönüne alınan k barasında üretim yoksa, güç dengesizliğini gidermek için, alım yapılan diğer baralardan alınan güç miktarları düzeltilir. Bunun sebebi bu barada bir üretimin olmamasıdır. Söz konusu düzeltme alım yapılan baralann, k barası sınırındaki spot elektrik alım fiyatları ile ters orantılı yapılır. (9) numaralı eşitlik üretim olmayan bir barada, sistemin optimale daha yakın üretimleri belirlendikten sonra oluşan güç dengesizliğini göstermektedir.

$$Hata_k = P_{yük,k} - \sum_{\substack{i \in k, tany \in b \\ ram banlır}} TP_k^{yeni} \quad (9)$$

Hata değeri k. baradaki güç dengesizliğidir ve aşağıdaki eşitlik ile bu hata, alım yapılan baralann üretimleri düzeltilerek sıfırlanır.

$$p_{you-düzeltilen} = p_{yem} + \frac{1/SP_k}{I} Hata_k \quad (10)$$

$\left\{ \begin{array}{l} k, b, m, i \in b \\ ie < ytpqđi \text{ } nm \\ \{bular\} \end{array} \right\}$

Eşitlik (10)'dan görüleceği gibi j, k. baranın güç aldığı herhangi bir barayı temsil etmektedir.

4. KISITLARIN PROBLEME DAHİL EDİLMESİ

Geliştirdiğimiz algoritma başlangıçta sistemdeki üretim birimlerinin alt ve üst aktif güç üretim sınırlarını ve maksimum hat iletim kapasitelerini gözönüne almaksızın bir optimal çözüm bulmaktadır. Eğer elde edilen çözümde üretim sınırını aşan birimler ve maksimum taşıma kapasitelerini aşan iletim hatları varsa, ek iterasyonlar yapılarak gerekli fiziksel kısıtlar sağlanacak şekilde bir optimal çözüm bulunur.

4.1. Üretim Birimlerinin Aktif Güç Üretim Sınırları Birimlerin aktif güç üretimleri, optimal çalışma noktasında, limit de-

ğerlerini aşmışsa; üretimleri, aşılan sınır değerlerine eşitlenir. Eğer sınırın aşan birimin bağlı olduğu bara diğer baralardan alımda bulunuyorsa; söz konusu bara, üretim birimi bağlı olmayan bara olarak kabul edilir ve yeni bir optimal çalışma noktası bulunur. Eğer söz konusu bara diğer baralardan alım yapmıyorsa; baraya bağlı üretim biriminin artımsal maliyeti, baradan olan alımları değiştirerek üretimini sınıra çekmek için eşitlik (11)' e göre hesaplanır.

$$\lambda_k^{yeni} = \beta_k \left[P_{yok,k} - \sum_{i \in TP_k < 0} TP_{i,k} - P_{sınır,k} + 1 \right] \lambda_k | P_{sınır,k} \quad (11)$$

Eşitlikte hesaplanan \hat{A}^{TM} değerlerini hassas yapmak için değişken bir f_k faktörü kullanılmaktadır.

4.2. İletim Hatlarının Maksimum Taşıma Kapasiteleri Sistemin bulunan optimum çalışma noktasında maksimum aktif güç taşıma kapasitesini aşan hatlar mevcut ise; söz konusu hatlardan iletilen aktif güçler sınır değerlerine çekilir. Arta kalan güç miktarı, maliyette minimum bir artım sağlayacak şekilde diğer hatlara yayılır. Bu paylaşırma işlemi sistemin lineer modelinden elde edilen üretim kayma faktörleri (generation shift factors) kullanılarak gerçekleştirilir. Üretim kaydırma faktörleri yardımıyla, taşıma limitini aşmış bir hattan iletilen aktif gücün limit değerine çekilmesi için sistemdeki her bir birimin üretiminin ne kadar değişmesi gerektiği hesaplanır. Bu arada toplam üretim maliyetindeki artışın minimum olması kısıtlı lineer programlama ile AC yük akışının birlikte iteratif bir şekilde kullanılmasıyla gerçekleştirilir *IAI*.

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Makalede önerilen bir bölgesel optimal dağıtım tekniği klasik gradyent yönteminin kullanıldığı optimal dağıtım tekniğine göre daha az sayıda güç akışı hesabı kullanarak optimal çözüme yakınsamaktadır. Klasik

gradyent yönteminde olduğu gibi çözüme yakınsama verilen başlangıç değerlerinden bağımsızdır. Bu yöntemin optimal reaktif güç akışını da içerecek şekilde genişletilmesi ve daha genel bir problem olan optimal birim belirleme (unit commitment) problemine uygulanması makale yazarları tarafından sürdürülmektedir.

KAYNAKÇA

- [1] W. F. Tinney, C. E. Hart, "Power Flow Solution by Newton's Method", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-86, No. 11, November 1967, pp. 1449-1460.
- [2] H. W. Dommel W. F. Tinney, "Optimal Power Flow Solution", IEEE Trans. on PAS, PAS-887, No. 11, October 1968, pp. 1866-1876.
- [3] R. C. Burchett, H. H. Happ, D. R. Vierath, K. A. Wirgau, "Developments in Optimal Power Flow", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-101, No. 2, February 1982, pp. 406-414.
- [4] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, **Power generation Operation & Control**. John Wiley & Sons, 1984
- [5] Salih Fadıl, **A New Optimal Power Dispatch Technique Using Spot Price of Electricity For Multi-Area Interconnected Systems**, Ph. D. Dissertation, WSU August 1992.
- [6] F. C. Schveppe, M. C. Caramanis, R. O. Tabors, R. E. Bohn, **Spot Pricing of Electricity**, Kluwer Academic Publishers, 1988.

Salih Fadıl 1959'da İstanbul'da doğdu. Bs. ve Ms. derecelerini sırasıyla İTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesi enerji kolundan 1982'de İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsünden 1985 de aldı. Ph. D. dercesini 1992'de Washington State University'den alan yazar halen Osmangazi Üniversitesi M.M.F Elektrik-Elektronik Bölümünde öğretim üyesi olarak çalışmaktadır. Yazarın araştırma konuları optimal enerji sistem işletimi, enerji sistem güvenilirlik modellemesi, mikroişlemcili sistemlerdir.



Gfiner R. Sanoğlu 1972'de Münih'te doğdu. Bs. derecesini Anadolu Üniv. M.M.F Elektrik-Elektronik Bölümü'nden 1993'te aldı. Master çalışmasını OÜ Fen Bilimleri Enstitüsünde sürdüren yazar Osmangazi Üniversitesi M.M.F Elektrik-Elektronik Bölümünde araştırma görevlisi olarak çalışmaktadır. Yazarın araştırma konuları optimal enerji sistem işletimi, mikroişlemcili sistemlerdir.

