

ORTA GERİLİM ŞEBEKE OLAYLARININ TÜKETİCİ NOKTASINDA KARŞILAŞTIRMALI İNCELENMESİ

Levent KILIÇ

Türkiye Şişe ve Cam Fabrikaları A.Ş.
İş Kuleleri Kule 2
34330 4.Levent İstanbul
lkilic@sisecam.com

Ayşen BASA ARSOY

Elektrik Mühendisliği Bölümü
Mühendislik Fakültesi
Kocaeli Üniversitesi, 41100 İzmit Kocaeli
aba@kocaeli.edu.tr

Özet

Bu çalışmada ulusal şebekeye bağlanan özel sektör elektrik santrallerinin bağlantı noktasından izledikleri ve yaşadıkları olayların incelemesi yapılmaktadır. Konuyla ilgili literatüre sağlanan sektörel katkı hemen hemen yoktur. Bu inceleme ile, ülkemizdeki olaylardan, artık özel sektör olmuş dağıtım şirketlerine ve buna bağlanacak santraller için iyileştirme sağlayacak durum tespiti yapılmaktadır.

1. Giriş

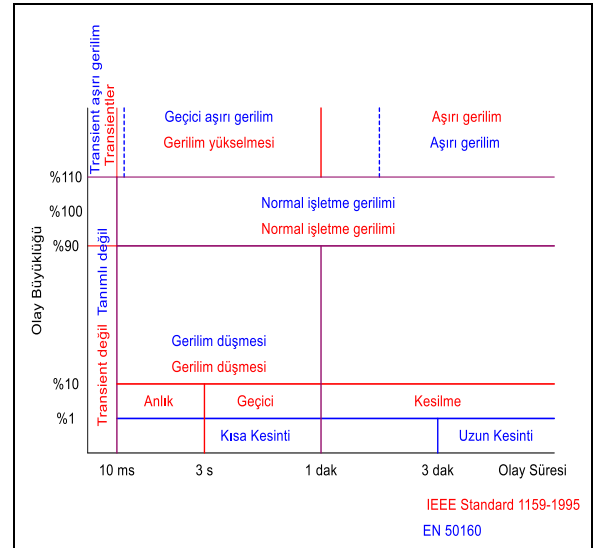
Elektrik şebekelerinde çeşitli olaylar meydana gelmektedir ve bunların çoğu şebeke gerilimi ile ilgilidir. Bu gerilim olayları gerilimin genlik değişimi ile karakterize edilirler ve milisaniyelerden saatlere kadar farklı sürelerle sahip olabilirler [1]. Bu iki temel karakteristik yani genlik ve süre baz alınarak, gerilim olayları standartlarda farklı yöntemlerle sınıflandırılmaktadır [1].

EN 50160 standardı [2], alçak ve orta gerilim şebekelerindeki gerilim karakteri üzerine yoğunlaşmışken, IEEE 1159 standardı güç sisteminde gerilim değerleri üzerinde böyle bir sınırlandırma olmayacağını ifade etmektedir [3]. Birkaç saniyelik geçici (anlık) gerilim bozulmaları IEEE 1250 standardında sınıflandırılmıştır [4].

Elektrik şebekesindeki olayların genlik ve süreyi baz alan bu sınıflandırma yönteminin çeşitli avantajları ve eksiklikleri vardır. [1] nolu referansta bu yöntem kullanıldığında aşağıdaki maddeler ifade edilmektedir:

Olay süresindeki gerilimin etkin değeri (rms) sabit değildir ve bu yüzden olayın genliğini ve süresini tanımlarken bir belirsizliğe yol açabilir.

Aynı gerilim düşmesi olayı EN 50160 ile IEEE 1159 standartları arasında aynı şekilde baz alınmasına rağmen, olayın genliği bu standartlarda farklı tanımlanmaktadır. Bu durum Şekil 1.1'de her iki standart için gösterilmektedir.



Şekil 1.1. Standartlardaki gerilim genlik bazlı olayların tanımı

Bir periyottan daha kısa süreli hızlı olaylar çok iyi tanımlanamaz, çünkü gerilimin değeri tam olarak hesaplanamayabilir.

Tekrarlayan olaylar hatalı sonuçlar verebilir. Bu durumda olayların sayısı eksik ya da fazla değerlendirilmiş olabilir.

Gerilimin 0,1 pu ya da daha düşük değere düşmesi ve 1 saniyeye kadar olan süredeki olaylara odaklanılacaktır. Bu genlik ve sürede iki tür olay karakterize edilir.

Kısa süreli kesintiler ve gerilim düşmeleri [1]. Bu olaylar esas olarak elektrik şebekelerindeki kısıdevrelerle ilgilidir.

2. Kısa Kesintiler, Terminoloji ve Tanımlamalar

Bu sınıftaki olaylar [2], [3], [4] nolu standartlarda tanımlanmaktadır. Tablo 1.1’de özetlenmiştir.

Tablo 1.1. Çeşitli standartlardaki kısa süreli kesinti tanımlamaları

Standart	Tanım	Genlik	Süre	Uygulanabilirlik
EN 50160	Kısa kesinti	< %1	< 3 d	AG ve OG (<35 kV)
IEEE Std 1159-1995	Anlık kesinti	< %10	10 ms – 3 d	AG, OG, YG
IEEE Std 1250-1995	Ani kesinti	Gerilimin tamamen gitmesi	10 ms – 0,5 s	AG, OG, YG
	Anlık kesinti		10 ms – 2 s	AG, OG, YG

Tablo 1.1’den EN 50160 standartının 35 kV sınırı koyduğu, oysa IEEE 1159’in ise tüm gerilim seviyelerini kapsadığı görülmektedir.

Gerilim kesintilerinin nedeni genellikle koruma devrelerini tetikleyen arızalardır. Bunun dışındaki nedenler aşağıda verildiği gibi sıralanabilir [1].

Gerilim düşmeleri, gerilim değerindeki kısa süreli azalmalardır. Buna, kısıdevreler, aşırı yükler ve büyük motorların devreye alınması neden olmaktadır. Gerilim düşmeleri iletim sisteminin yüzlerce kilometre mesafesinde meydana gelen kısıdevreler olduğundan, bu olaylar kesintiden çok sistem kaynaklı problemlerdir.

Gerilim düşmelerinin büyüklüğü aşağıdaki faktörlerle saptanabilir [1]:

- Arızaya olan mesafe,
- Hat ve kablo kesitleri,

- Arızasız durumda korumanın çalışması,
- Koruma devresini tetiklemeyen kopmuş /açmış iletkenler,
- Operatör müdahalesi

Kaynak otomatik olarak eski haline geldiğinde, olay kısa kesilme olarak adlandırılır [1]. Gerilimin, ölçüm ve korumanın olduğu nokta ile arıza noktası arasındaki şebeke yerleşim planı baz alındığında, arızalı fiderdeki gerilim sıfıra düşecek, arızasız fider ise bunu gerilim düşmesi olarak görecektir.

3. Gerilim Düşmesi, Terminoloji ve Tanımlar

Standartlardaki gerilim düşmesi için farklı terminoloji ve tanımlamaların bir özeti Tablo 1.2’de sunulmaktadır:

Tablo 1.2. Çeşitli standartlardaki kısa süreli gerilim düşmesi tanımlamaları

Standart	Genlik	Süre	Uygulanabilirlik
EN 50160	< %1 - % 90	10 ms – 1 d	AG ve OG (<35 kV)
IEEE Std 1159-1995	< %10 - %90	10 ms – 1 d	AG, OG, YG
IEEE Std 1250-1995	Gerilimin düşmesi	10 ms – birkaç saniye	AG, OG, YG

- Arıza noktası ile kayıt noktası arasındaki trafoların bağlantı türü,
- Şebeke türü (radyal, gözlü)
- Şebekenin kısıdevre empedansı, vb.

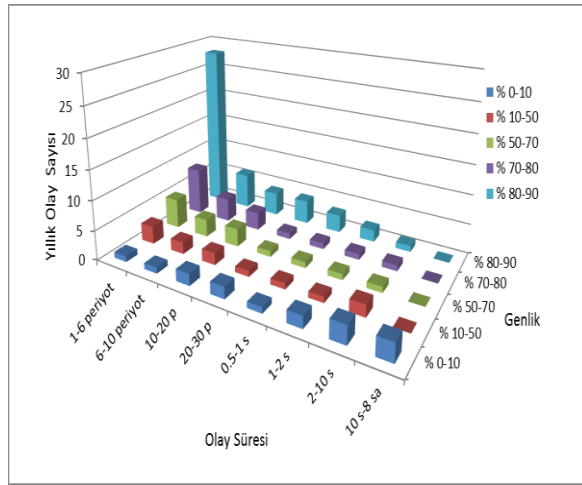
4. Farklı Ülkelerdeki Olay Araştırmaları

4.1. ABD ve Kanada

ABD ve Kanada için güç kalitesine ilişkin çok kapsamlı bir inceleme [5] ve [6]'da verilmektedir. Bu çalışma, Ulusal Güç Laboratuvarı (NPL), Kanada

Elektrik Kurumu (CEA) ve Elektrik Güç Araştırma Enstitüsü (EPRI) tarafından yürütülen üç farklı araştırmaya dayanmaktadır.

CEA'nın güç kalitesi araştırması 1991'den başlayıp üç yıl sürmüştür ve 22 dağıtım şirketi katılmıştır. Ana odaklanma alçak gerilim tarafından bağlanan hane halkı, ticarethane ve endüstri müşterileri için olmuştur.



Şekil 1.2. EPRI trafo merkezi verileri

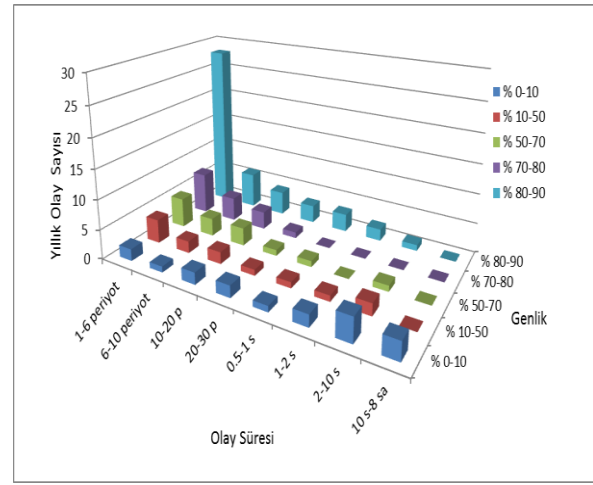
Şekil 1.2 ve 1.3'ten en fazla olayın maksimum 6 periyotluk sürede gerilimin 0,8 pu' e düşmesi ile karakterize edildiği gözlenmektedir.

4.2. Fransa

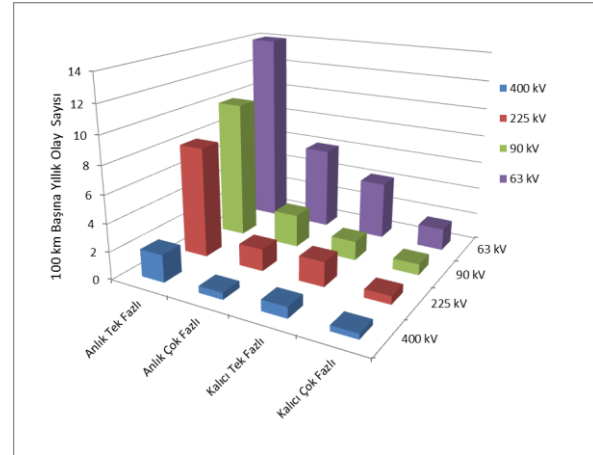
Bütün Fransa iletim sistemindeki yıllık arıza sayısına dair istatistik [37]'de sunulmaktadır. Burada, olayların süresi temel alınarak, arızalar iki kategoriye bölünmüştür, anlık ve kalıcı arıza. Anlık arıza birkaç yüz milisaniye mertebelerindedir ve tekrar kapama kesicisinin işletme zamanı ile ilgilidir. Diğer yandan, kalıcı arıza birkaç dakikadan birkaç saate kadar uzayabilir ve insan müdahalesi gerektirmektedir. Bu arıza istatistiğinin bir özeti [37] baz alınarak şekil 1.4'de gösterilmektedir.

NPL' nin araştırması yine alçak gerilim tarafında yürütülmüş, 1990'dan başlayarak, beş yıl sürmüştür. Ana amaç tek faz normal moddaki arızaları izlemektir.

EPRI araştırması Haz.1993 – Eyl.1995 arasında yürütülmüştür. ABD Dağıtım sisteminin primer taraftaki güç kalitesi seviyelerini tanımlamak için yapılmıştır. Araştırma süresinde orta gerilim şebeke gerilimi 4,16 kV ile 31,5 kV aralığında değişkenlik göstermiştir. 1 – 80 km mesafe izlenmiştir. İzleme sistemlerinin üçte biri trafo merkezlerine yerleştirilmiş, kalanı ise rastgele fider boyunca dağıtılmıştır. [5] ve [6]'de sunulan veriler [1]'de de kullanılmıştır.

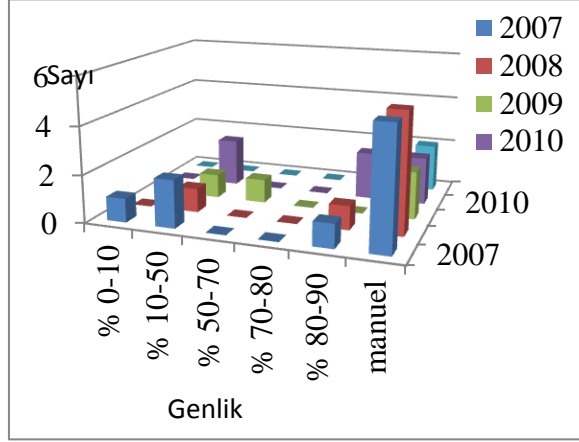


Şekil 1.3. EPRI fider verileri

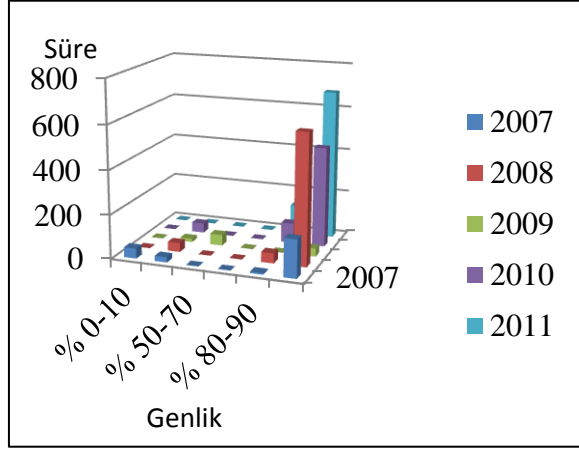


Şekil 1.4. Fransa iletim ve trafo merkezi arıza istatistikleri

Arızaların çoğunun anlık olarak 63 kV'luk sistemde olduğu görülmektedir. Üstelik anlık arızanın tüm şebekede baskın sıklıkta olduğu, çok fazlı arızaların en az sıklıkla meydana geldiği görülmektedir.



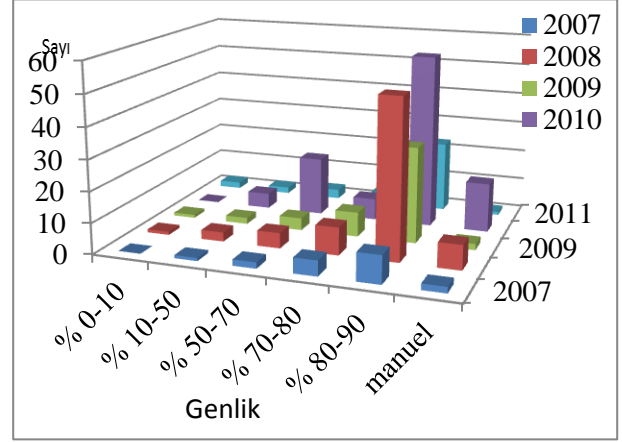
Şekil 1.5. Trakya bölgesi kesinti genlik ve sayı istatistikleri



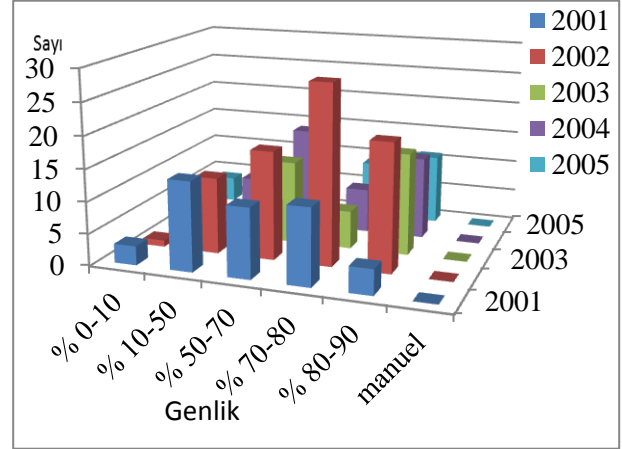
Şekil 1.6. Trakya bölgesi kesinti süreleri [dakika]

4.3. Türkiye: Trakya ve Topkapı bölgeleri

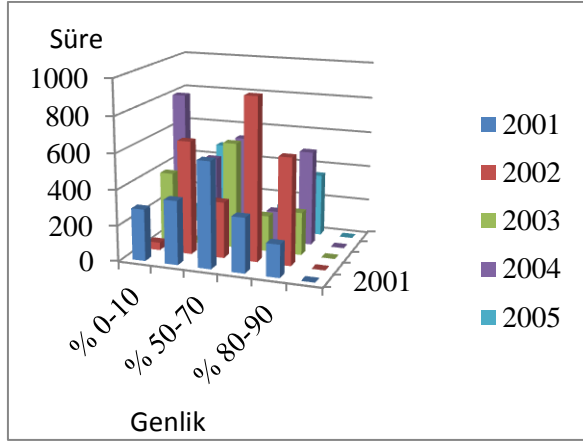
Trafo merkezinin dağıtım seviyesinden bağlı BIGS santralın şebeke izleme rölesinden kaydedilen 5 yıllık değerlere ait grafikler Trakya için Şekil 1.5-6-7' de Topkapı için ise Şekil 1.8-9-10' da verilmektedir.



Şekil 1.7. Trakya bölgesi gerilim düşmesi genlik ve sayı istatistikleri



Şekil 1.8. Topkapı bölgesi kesinti genlik ve sayı istatistikleri



Şekil 1.9. Topkapı bölgesi kesinti süreleri [d]

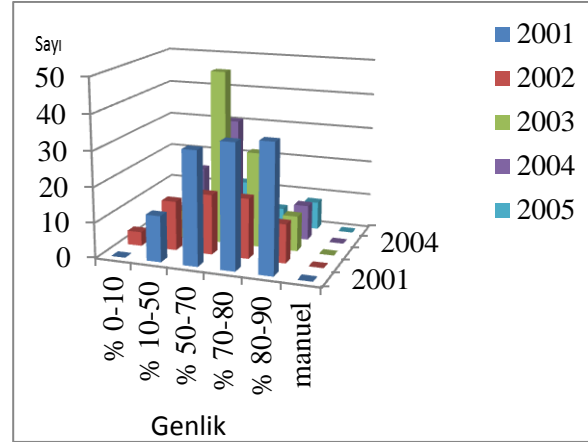
Grafiklerden bölgelerin farklı karakteristikler gösterdikleri, Topkapı'daki kesinti sayısının Trakya'dakinin yaklaşık 6 katı ve genliklerinin de daha düşük olduğu, düşük gerilim rölelerinin işletme koşullarına göre farklı ayarlandıkları görülmektedir. Trakya 0,9 pu gerilim değerinde açarken, Topkapı 0,8 pu' de açmaktadır. ABD değerleriyle karşılaştırıldığında, Trakya şebeke olaylarının daha kabul edilebilir sayıda olduğu söylenebilecektir.

Kesinti ve gerilim düşmelerinin yanı sıra, sistem korumasının doğru yapılmadığı durumlarda da sistem elemanlarının zarar görmesi kaçınılmazdır. Trakya ve Topkapı bölgelerinde kısadevrelerin neden olduğu tahribatların resimleri Şekil 1.11'de gösterilmektedir.

DÜ davranışlarını belirlemede gerilim kesintisi ve düşmelerine yol açan arızaların en önemli etken olarak

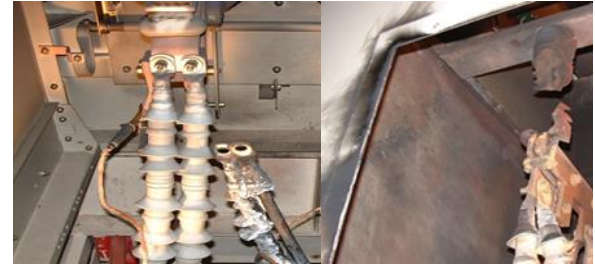


Ülkemizde gerek dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi ve gerekse de bu sistem üzerinden şebekeye bağlanmak isteyen ve çeşitlilik arz eden özel sektör santrallerinin sayısının gün geçtikçe artması [7], iki önemli değerlendirme kriterini ortaya çıkarmaktadır: Bunlardan birincisi dağıtım şebekesinin modellenirken normal koşullara göre nasıl olması



Şekil 1.10. Topkapı bölgesi gerilim düşmesi genlik ve sayı istatistikleri

karşımıza çıktığı söylenebilir. Bunun tamamen ortadan kaldırılması mümkün olmayacaktır. Ancak, devrede kalma ya da ayrılma koşullarının belirlenmesinde baz teşkil edebileceği görülmektedir. DÜ standartlarının çoğu, gerilim düşmesi gibi, tipik bir şebeke arızasına nasıl bir tepki verileceğini tanımlamamaktadır. Bu durum DÜ bakımından, bu olaylara karşı bir belirsizlik yaratmakta ve daha düşük katılım seviyesinden bir bağlantı oluşmasına yolaçmaktadır. DÜ katılım oranının artması kritik durum ve şebeke arızaları için bunun tanımlanmasını gerektirmektedir. DÜ' lerin münferit röle ayarları, bu tür uygulama olan büyük güçteki BIGS DÜ' lerin normal ve arıza hallerinde, devreye girme, çıkma, ada moduna geçme, vb. durumlarıyla, şebekeye, küçük güçtekilerine oranla daha fazla "karışık etkiye" bulunmasına yol açması beklenebilir.



Şekil 1.11. Trakya ve Topkapı bölgelerinde yaşanan kısadevre olayları

gerektiği, ikincisi ise işletme ve arıza hallerinde nasıl bir tepki beklenmesi gerektiğinin belirlenmesidir.

Şebeke yapısı, normal olarak başlangıçta statik olarak planlanmakta ve daha sonra buna göre bağlantı izinleri verilmektedir [8-13]. Yapı, olumsuzlukların azaltılması amacıyla çeşitli kısıtlayıcı kriterleri de

beraberinde getirmektedir. Ancak, günümüz rekabetçi piyasasında, bu kabul kriterlerinin başlangıçtan itibaren tüm katılımcılar için belli ve aynı olması, tüm bölgeler için standartlaştırılması ve yüksek kalite hedeflerine, şebeke işletmecisi tarafından da uyulması beklenmektedir.

Artık özel sektör olarak düşünülmesi gereken dağıtım şirketlerinin, güç kalitesi bakımından da belirli yükümlülükleri gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Aksi durumda kendileri tarafından uygulanmakta olan reaktif ceza, yan hizmetlere uymama cezası benzeri bir ceza, kendilerine karşı da “güven sağlayamama” cezası şeklinde bir uygulamaya gidilmelidir.

Sanayi işletmeleri şebekeden kaynaklanan güç kalitesi olumsuzluklarını azaltmak ve enerji verimliliği için kendi imkanları ile yatırımlarda bulunmaktadır. Bu yatırımların başında elektrik ve ısının aynı anda üretildiği, doğrudan buhar kullanımının olduğu kojenerasyon ve buharın tekrar elektrik üretim amacıyla kullanıldığı kombine çevrim santralleri gelmektedir. Özellikle termik olan bu tür elektrik santrallerinin gerek enerjisini karşıladığı sanayi işletmesine ve gerekse de ulusal şebekeye çeşitli katkıları bulunmaktadır [14]. OG seviyesinden şebekeye bağlanan santraller, normal koşullar altında şebekeyle senkron, arıza durumlarına karşı ve istenildiğinde olmak üzere ada modunda çalışmaya uygun tasarlanmakta, olumsuz şebeke koşullarında, kısmi üretim yapılmasını gerektirecek durumlarda, barasında bulunan fabrikaların üretim sürekliliğinin sağlanabilmesi amacıyla, yük atma sistemi oluşturulmaktadır.

4. Sonuç ve Öneriler

Bu çalışmada, OG seviyesinden bağlanan özel sektör santrallerinin bağlantı noktasındaki şebeke olaylarının karşılaştırmalı değerlendirilmesi yapılmıştır. Farklı bölgelerdeki çeşitli zaman dilimlerinde alınan gerçek verilere dayanan veriler incelenmiştir.

Veriler sonucu, OG sisteme bağlanan elektrik santrallerinin önemli bozucu şebeke olaylarına maruz kaldığı görülmektedir. Bunun için dağıtım şirketlerinin de istatistikî veriler üzerinden olumsuzluğu verilen olaylara karşılık, güvenilirliği arttırmaya, şebekedeki arıza oranlarını düşürmeye, güç kalitesinin artmasına yönelik özel sektör işbirliğiyle iyileştirmeye gitmesi önem arz etmektedir. Bu, gerek enerji sağlayıcısına ve gerekse de baradan beslenen tüketicilere olumlu yansıyacaktır.

Kaynaklar

- [1] Bollen M. H. J., *IEEE Press Series on Power Engineering*, 1, IEEE, New York, 2000.
- [2] EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, European Norm, Brussels, 2000.
- [3] IEEE 1159, Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 1995.
- [4] IEEE 1250, Guide for service to equipment sensitive to momentary voltage disturbances, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 1995.
- [5] Dorr D.S., Point of Utilization Power Quality Study results, *IEEE Trans on Industry Applications*, 1995, 3(4), 658-666.
- [6] Dorr D.S., Hughes M.B., Gruz T.M., Jurewicz R.E., McClaine J.L., Interpreting Recent Power Quality Surveys to Define the Electrical Environment, *IEEE Trans on Industry Applications*, 1997, 33(6), 1480-1487.
- [7] Schavemaker P.H., Van der Sluis L., *Electrical Power System Essentials*, Wiley&Sons, Chichester, United Kingdom, 2008.
- [8] Reza M., Stability analysis of transmission systems with high penetration of distributed generation. Ph.D. Thesis, Technische universiteit Delft, 2006.
- [9] Ackermann T., Knyazkin V., Interaction between distributed generation and the distribution network: Operation aspects, *IEEE Transmission and distribution conference and exhibition Asia Pacific*, Yokohama, Japan 6-10 October 2002.
- [10] Ishchenko A., Myrzik J.M.A., Kling W.L., Dynamic equivalencing of distribution networks with dispersed generation using hankel norm approximation, *IET Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, 2007, 1(5), 818-825.
- [11] IEEE 1547, IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electrical power systems, *The Institute of*

Electrical and Electronics Engineers, New York, 2003.

- [12] Schweer A., Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system, *Cigre working group*, 37.23, 137, 1999.

- [13] Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., Belmans R., D'haeseleer W., Distributed generation: definition, benefits and issues, *Energy Policy*, 2005, **33**(6), 787-798.

- [14] Ackermann T., Andersson G., Söder L., Distributed generation: a definition, *Electric Power Systems Research*, 2001, **57**(3), 195-204.