



## DAĞITILMIŞ ENERJİ ÜRETİM TESİSLERİ ENTEGRE EDİLMİŞ GÜÇ SİSTEMLERİNDE OPTİMUM KATILIM ORANININ BELİRLENMESİ

### (DETERMINATION OF OPTIMUM PENETRATION LEVEL IN THE DISTRIBUTED GENERATION INTEGRATED POWER SYSTEMS)

Faruk UGRANLI<sup>1</sup>, Engin KARATEPE<sup>1</sup>

#### ÖZET/ABSTRACT

Bu çalışmada, dağıtılmış enerji üretim tesisleri (DEÜ) entegre edilmiş elektrik şebekelerinin daha güvenilir çalıştırılabilmesine ve yönetilebilmesine yardımcı olması noktasında bazı kurallar geliştirilebilmesi amacıyla üç farklı şebeke üzerinde farklı sayıdaki DEÜ tesislerinin optimum katılım oranlarının (KO) ve bağlanma noktalarının belirlenmesine yönelik analizler yapılmıştır. DEÜ entegre edilmiş şebekelerin detaylı bir analizi yapılmaksızın şebekeye rastgele dahil edilmesi şebekenin güvenilirliğinin ve veriminin azalmasına neden olabilmektedir. DEÜ konsepti her ne kadar şebeke kayıplarında azalma ve gerilim profillerinde iyileştirmeye yardımcı olsa da, mevcut iletim hatlarının kapasiteleri bazı KO seviyelerinde yetersiz kalabilmektedir. Bu nedenle, bu çalışmada şebeke kayıpları ve gerilimlerin yanı sıra mevcut hat kapasiteleri de analizlerde dikkate alınmıştır. Bu bağlamda, tek ve birden fazla DEÜ bağlantılarında bir eşik KO değerinin olup olmadığı araştırılmıştır. Optimizasyon sonuçları neticesinde, şebeke planlaması açısından bazı temel kuralların elde edilmesi amacıyla şebeke kayıpları minimize edilirken gerilim profili ve hat akışları IEEE test şebekeleri üzerinde gözlemlenmiştir.

*In this study, the optimization of the penetration level and allocation of distributed generation (DG) in single- and multiple- DG concepts are investigated on three typical test networks in order to obtain more reliable DG-integrated power system and develop some rules to be used at network management centers. An improper integration of DG units, without detailed analysis, decreases the reliability and efficiency of power networks. Although DGs can decrease power loss and improve voltage profile, they can cause the congestion on transmission lines at some penetration levels. For this reason, line flows are also considered besides power loss and voltage profile in this paper. In this manner, a threshold penetration level is investigated by considering both single- and multiple- DG concepts. According to the results of optimization, voltage profiles and line flows are observed on the IEEE test networks while minimizing power loss in order to reveal some rules in terms of power system planning.*

#### ANAHTAR KELİMELER/KEYWORDS

Dağıtılmış enerji üretimi, Hat kayıpları, Gerilim profili, Hat akışları  
*Distributed power generation, Power loss, Voltage profile, Line flows*

<sup>1</sup> Ege Ün., Mühendislik Fak., Elektrik-Elektronik Müh. BÖLÜMÜ, 35100, İZMİR, enginkaratepe@gmail.com

## 1. GİRİŞ

Gün geçtikçe artan enerji talebi ile birlikte yakın gelecekte güç sistemleri daha fazla yük ve stres altında çalışmak zorunda kalacaktır. Ekonomik ve çevresel etkilerden dolayı yeni iletim hatlarının ve büyük boyutlu üretim tesislerinin kurulmasının kısıtlanması DEÜ kullanımının yaygınlaşmasını tetiklemektedir (Thong ve Belmans, 2009). Özellikle, bu kapsamda iletim hatlarının daha az yüklenmesi amacıyla DEÜ'ler iletim hatlarına da bağlanabilmektedir (Pepermans vd., 2005). DEÜ'ler en basit şekilde herhangi bir optimizasyon ve güç akış analizi yapılmaksızın, radyal sistemlerde hattın sonuna ya da yüksek yüklü baralara bağlanabilirler. DEÜ'lerin etkisi şebeke yapısına bağlı olmakla birlikte uzgarve fotovoltai gibi yenilenebilir enerji kaynaklı sistemlerin çıkış güçlerindeki belirsizliğe de bağlıdır. DEÜ'nün yerleştirilmesi ve gücünün belirlenmesinde en uygun planlamanın yapılması gelecek yıllarda ekonomik ve çevresel bakış açıları yüzünden, son kullanıcılar ve şebeke yöneticileri için daha da önem kazanacaktır (Niemi ve Lund, 2010).

Literatürde DEÜ'lerin şebekeye entegrasyonu ile ilgili birçok çalışma yapılmıştır. Bu çalışmalara bakıldığında kullanılan şebeke tipleri genel olarak ikiye ayrılmaktadır. Bunlar radyal ve ring şebekelerdir. Radyal şebekelerde DEÜ'lerin etkileri daha kolay gözlemlenebilmektedir. Bu kapsamda, radyal şebekelerde DEÜ yerleşimi ile ilgili kurallar oluşturmak amacıyla birçok yöntem önerilmiştir (Le vd., 2005; Mashhour vd., 2009; Shayeghi ve Mohamadi, 2009; Gözel ve Hocoğlu, 2009; Kazemi ve Sadeghi, 2009; Hedayati vd., 2008; Shukla vd., 2010). Radyal dağıtım şebekelerinin çalışmasının anlaşılması ring tip şebekelere nazaran daha basittir. Bu sebeple, şebeke kayıpları ve gerilim ihlalleri ile ilgili temel kurallar radyal sistemlerde kolayca gözlemlenebilmektedir. Le ve arkadaşları radyal sistemlerde DEÜ gücü ve bağlantı yerinin belirlenerek gerilim iyileştirilmesinin daha iyi seviyelere çekilebilmesi amacıyla bir metodoloji önermişlerdir ve en uygun bağlantı noktasının artan KO seviyesiyle birlikte hattın orta bölgelerine doğru kaydığı sonucu bu çalışma ile ortaya çıkmıştır (Le vd., 2005). Bu kuralın yanısıra, eş yük dağılımına sahip radyal hatlar için şebeke kayıplarını minimize etmek amacıyla DEÜ yerleştirilmesinde kullanılan 2/3 kuralı bu tür kuralların önemli örneklerindedir (Willis, 2000). Ayrıca, DEÜ entegrasyonu ile birlikte ortaya çıkabilen çift yönlü yük akışının etkilerini radyal şebekelerde açıkça görebilmek mümkündür. Bu sebeple, DEÜ yerleşimi ve gücünün belirlenmesi DEÜ'nün avantajlarından faydalanabilmek ve bu avantajları dezavantaja dönüştürmemek için büyük önem arz etmektedir. Genetik algoritma tabanlı bir metod, tek ve çift yönlü yük akışı durumlarını göz önüne alarak, en uygun güç ve bağlantı yerinin karşılaştırılmasında Mashhour ve arkadaşları tarafından uygulanmıştır (Mashhour vd., 2009).

Ring yapıdaki şebekelerin değerlendirilmesinde ise, her şebekenin kendine özgü karakteristiğinin bulunmasından dolayı bazı kurallar çıkartabilmek radyal şebekelere göre oldukça zordur. Fakat, ring şebekelerde de en uygun DEÜ bağlantı yeri ve gücünü bulabilmek için hala önemli bir çaba sarf edilmektedir (Wang ve Nehrir, 2005; Acharya vd., 2006; Elnashar vd., 2010; Porkar vd., 2010; Ugranlı ve Karatepe, 2013). Bu şebekelerin değerlendirilmesinde basit analitik metodların geliştirilmesi oldukça zordur. Özellikle çok sayıda DEÜ'nün, modüler yapıları sayesinde (Ackermann vd., 2001), güç sistemlerindeki elverişli baralara bağlanmasıyla birlikte bu durum daha da karmaşık bir probleme dönüşmektedir. Bu gelişmelerin paralelinde, düzenleyici kurumlar ise sistem güvenilirliği, verimliliği ve güç kalitesini garanti edebilmek için DEÜ'lerin entegrasyonu ile ilgili yasaları, yönetmelikleri ve fiyatları belirlemeye ve geliştirmeye çalışmaktadırlar. Sistemdeki artan DEÜ sayısı yalnızca dağıtım hatlarını değil aynı zamanda iletim hatlarını da etkilemektedir (Hemdan ve Kurrat, 2008). Bu sebeplerden dolayı, diğer önemli araştırma alanlarından birisi de birden fazla DEÜ'nün sistemde seçilen baralara en uygun şekilde entegrasyonu konusudur

(Hedayati vd., 2008; Lee ve Park, 2009; Ugranlı ve Karatepe, 2012a). Literatürdeki bu çalışmalarda tek ve birden fazla DEÜ entegrasyonu ayrı ayrı ele alınmış ve incelenmiştir.

Daha önce yapmış olduğumuz çalışmadan hareketle tek DEÜ ile birden fazla DEÜ konseptleri arasında tercih koşullarını belirleyebilme ve bir eşik kıstasının olup olmadığının araştırılması gerektiği fikri bu çalışmanın temelini oluşturmuştur (Ugranlı ve Karatepe, 2012b). Bu amaçla, çıkış gücü kontrol edilebilir DEÜ'ler için şebeke kayıpları, gerilim profili ve hat akışları açısından bir eşik KO değerinin bulunup bulunmadığı hususu şebeke kayıplarını minimize edebilecek bir optimizasyon modeli yardımıyla incelenmiştir. Daha güvenilir bir güç sistemi işletmesi sağlayabilmek adına ve güç sistem mühendisleri tarafından kullanılacak kurallar çıkarabilmek için, bu araştırma literatürde tipik olarak kullanılan üç farklı test sistemi üzerinde gerçekleştirilmiştir.

Makalede takip eden konu başlıkları ise şu şekildedir; ikinci bölümde birden fazla DEÜ konseptinde şebeke kayıplarının optimizasyonu sunulmuştur. Üçüncü bölümde ise tek ve birden fazla DEÜ konseptleri için yapılan gözlemler anlatılmıştır. Daha sonra sonuç bölümü ile makale sonlandırılmıştır.

## 2. ŞEBEKE KAYIPLARININ MİNİMİZASYONU

Şebekelere bağlanacak DEÜ'lerin optimum gücünün belirlenmesi güvenilir şebekeler oluşturulması noktasında çok önemlidir. Şebeke kayıplarını azaltabilmek amacıyla en uygun DEÜ bağlantı noktası ve gücü ile ilgili çok farklı yaklaşımlar bulunmaktadır. "Exact power loss formula" isimli şebeke kayıplarını hesaplamak amacıyla literatürde kullanılan analitik denklem birden fazla DEÜ konseptini içermesi için burada yeniden düzenlenmiştir. Bu analitik denklem şu şekilde yazılabilir: (Acharya vd., 2006)

$$P_{kayıp} = \sum_{i=1}^{N_{bara}} \sum_{j=1}^{N_{bara}} [\alpha_{ij}(P_i P_j + Q_i Q_j) + \beta_{ij}(Q_i P_j - P_i Q_j)] \quad (1)$$

$$\alpha_{ij} = \frac{R_{ij}}{V_i V_j} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (2)$$

$$\beta_{ij} = \frac{R_{ij}}{V_i V_j} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (3)$$

burada  $P_i$  ve  $Q_i$  sırasıyla  $i$ .baradaki aktif ve reaktif güç enjeksiyonu,  $R_{ij}$   $i$ . ve  $j$ . baralar arasındaki hattın rezistansı,  $V_i$  ve  $\delta_i$  sırasıyla  $i$ . baradaki gerilim genliği ve açısı,  $N_{bara}$  toplam bara sayısı ve  $P_{kayıp}$  ise toplam şebeke kaybıdır. Aktif güç enjeksiyonu, aktif güç üretimi ve aktif güç tüketimi arasındaki fark şeklinde ifade edilir:

$$P_i = P_{\dot{u}i} - P_{Ti} \quad (4)$$

burada  $P_{\dot{u}i}$  ve  $P_{Ti}$  sırasıyla  $i$ .baradaki üretilen ve tüketilen gücü göstermektedir. (4)'deki denklemi (1)'de yerine koyarsak, şebeke kayıplarına ilişkin formül şu şekilde yazılabilir:

$$P_{kayıp} = \sum_{i=1}^{N_{bara}} \sum_{j=1}^{N_{bara}} \left[ \alpha_{ij} \left( (P_{Gi} - P_{Di})(P_{Gj} - P_{Dj}) + Q_i Q_j \right) + \beta_{ij} \left( Q_i (P_{Gj} - P_{Dj}) - (P_{Gi} - P_{Di}) Q_j \right) \right] \quad (5)$$

Aktif güç dengesini sağlayabilmek amacıyla enerji talebi ile kayıpların toplamının konvansiyonel ve DEÜ jeneratörlerinden üretilen enerjinin toplamına eşit olması gerekmektedir. Bu sebeple, sistemdeki güç dengesi buradaki optimizasyon problemine eşitlik kısıtı olarak dahil edilmelidir. Bu problemde diğer bir kısıt ise toplam DEÜ kapasitesidir. Dolayısıyla, problemdeki kısıtlar şu şekilde yazılabilir:

$$P_{TÜ} = P_{TT} + P_{kayıp} \quad (6)$$

$$P_{TÜ} = \sum_{i=1}^k P_{KÜi} + \sum_{j=1}^s P_{DEÜi} \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^s P_{DEÜi} = C \quad (8)$$

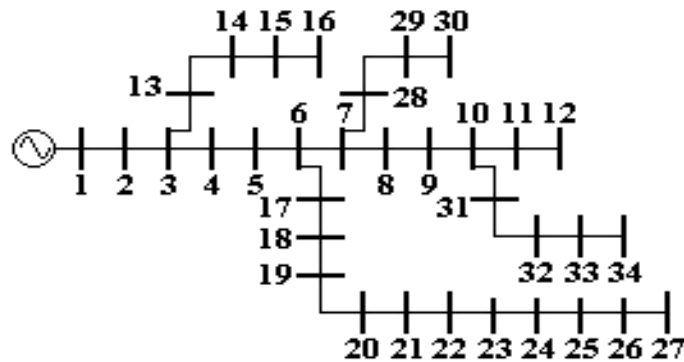
burada  $C$  toplam DEÜ kapasitesini,  $P_{TT}$  toplam tüketim gücünü,  $P_{kayıp}$  toplam şebeke kaybını,  $P_{TÜ}$  toplam üretilen aktif gücü,  $P_{KÜi}$  ve  $P_{DEÜi}$  sırasıyla konvansiyonel ve DEÜ jeneratörlerinden üretilen aktif gücü,  $k$  ve  $s$  sırasıyla konvansiyonel jeneratörlerin ve DEÜ'lerin sayılarını ifade etmektedir. Bu problem, bu çalışmada geleneksel bir sınırlı optimizasyon metodu olan trust-regionreflective metodu kullanılarak çözülmüştür (Sousa vd., 2011).

Bu çalışmada kullanılan KO kavramı ise DEÜ gücünün sistemdeki toplam yüke oranı olarak aşağıdaki gibi tanımlanmıştır (Hedayati vd., 2008):

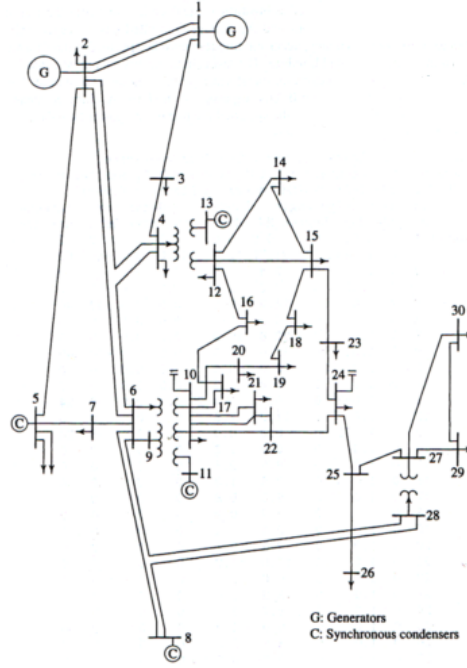
$$\text{Katılım Oranı} = \% \frac{\sum_{i=1}^s P_{DEÜi}}{P_{TT}} \times 100 \quad (9)$$

### 3. TEK VE BİRDEN FAZLA DEÜ ENTEGRASYONUNUN ŞEBEKEYE ETKİLERİ

Bu çalışmada DEÜ entegrasyonunun güç sistemlerine olan etkilerini inceleyebilmek için sırasıyla Şekil 1, Şekil 2 ve Şekil 3'de verilen IEEE-34, IEEE-30 ve IEEE-57 test sistemleri ele alınmıştır.

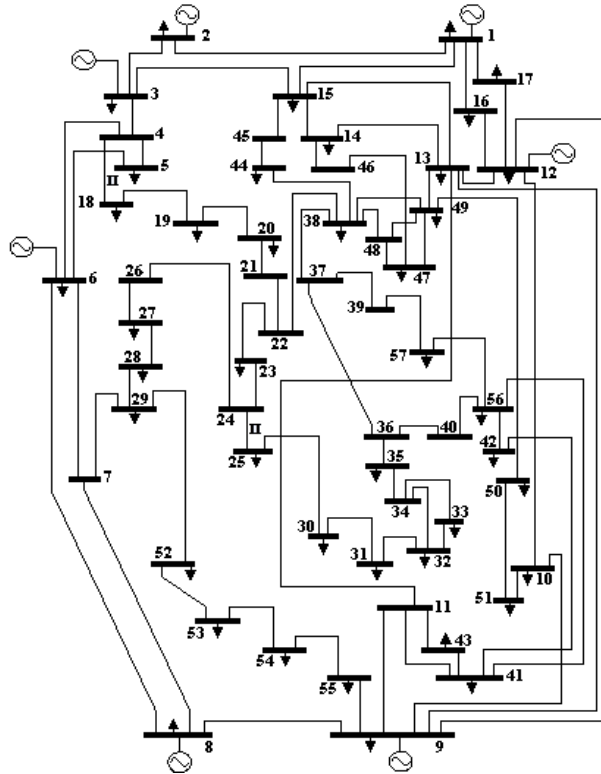


Şekil 1. IEEE-34 bara test sistemi



Şekil 2. IEEE-30 bara test sistemi

IEEE-30, -57 ve -34 sistemleri sırasıyla 283.4, 1250 ve 4.8165 MW yüklere sahiptirler. Kullanılan test sistemlerine ait detaylı veriler literatürde mevcuttur (Power System Test Archive, 2013). Farklı KO seviyelerini ve DEÜ sayısını analiz edebilmek amacıyla, KO değeri toplam yük ile konvansiyonel jeneratörlerin toplam kapasiteleri arasındaki farka kadar artırılmıştır. Bu sebeple maksimum KO, kullanılan tüm sistemler için farklılık göstermektedir.



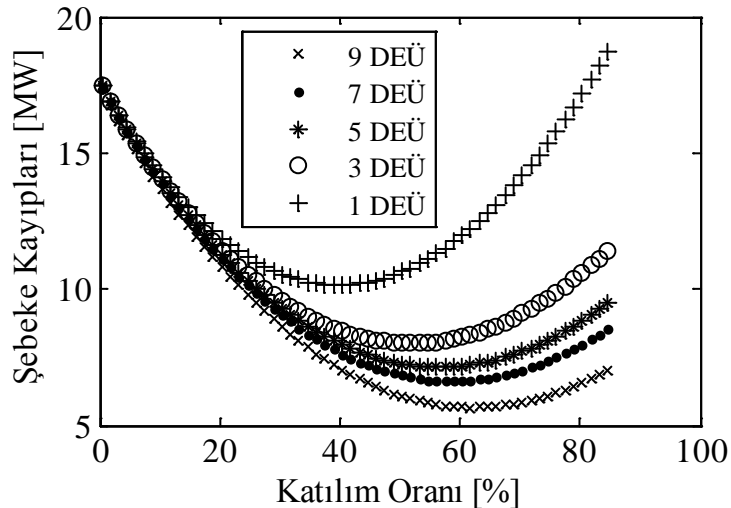
Şekil 3. IEEE-57 bara test sistemi

Optimizasyonu gerçekleştirebilmek için öncelikle her test şebekesi için DEÜ bağlanabilecek aday baralar belirlenmelidir. Bu çalışmada, DEÜ bağlanılacak bara sayısı 1, 3, 5, 7 ve 9 olacak şekilde değiştirilmiştir (Ugranlı ve Karatepe, 2012b; Sousa vd., 2011). Her üç şebeke için seçilen 9 bara ve yükler Çizelge 1’de verilmiştir. Bu baralar, DEÜ’nün tanımından yola çıkılarak konvansiyonel jeneratörlerden uzak olan baralardan seçilmeye çalışılmıştır (Wang ve Nehrir, 2005). Daha sonra, 9 bara rastgele bir şekilde ikişer ikişer azaltılarak analize devam edilmiştir. Sonuç olarak, her bir şebeke için Çizelge 2’de görüldüğü gibi 5 adet durum oluşturulmuştur.

Çizelge 1. IEEE-30, -57 ve -34 sistemleri için DEÜ bağlanacak baralar ve güçleri

IEEE-30			IEEE-57			IEEE-34		
Bara	P [MW]	Q [MVar]	Bara	P [MW]	Q [MVar]	Bara	P [MW]	Q [MVar]
14	6.2	1.6	13	18	2.3	11	0.2300	0.1425
15	8.2	2.5	22	0	0	12	0.1370	0.0840
16	3.5	1.8	23	6.3	2.1	15	0.0720	0.0450
18	3.2	0.9	37	0	0	16	0.0135	0.0075
21	17.5	11.2	38	14	7	26	0.2300	0.1425
23	3.2	1.6	47	29.7	11.6	27	0.1370	0.0850
26	3.5	2.3	48	0	0	30	0.0750	0.0480
29	2.4	0.9	53	20	10	33	0.0570	0.0345
30	10.6	1.9	57	6.7	2	34	0.0570	0.0345

IEEE-30’a ait şebeke kaybının karakteristiği Şekil 4’de görüldüğü üzere her durum için optimum bir değere sahiptir ve bu değer aşıldığında şebeke kayıplarının arttığı gözlemlenmektedir. Tüm KO’ları için eşik değerinin farklı olduğu bu şekilde açıkça gözlemlenebilmektedir. Buna ek olarak, tüm KO seviyelerinde en düşük şebeke kaybını sağlayan bağlantı durumu DEÜ’lerin 9 baraya dağıtıldığı durumdur. 30 baralı sistemde her bir durum için elde edilen optimum DEÜ gücü ve ona karşılık gelen şebeke kaybı Çizelge 3’de verilmiştir. Açıkça gözükmemektedir ki, DEÜ’lerin bağlanacağı bara sayısı değiştikçe optimum DEÜ güçlerinde büyük değişimler olmaktadır.



Şekil 4. IEEE-30 için farklı durumlarda şebeke kayıplarının KO bağı değişimi

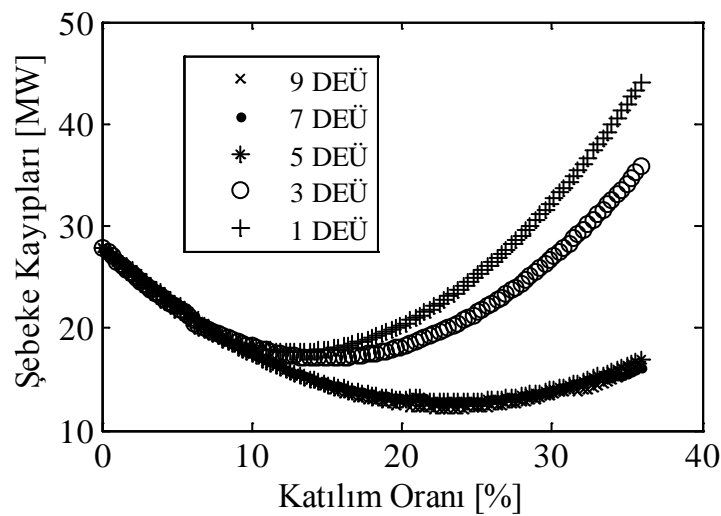
Çizelge 2. IEEE-30, -57 ve -34 sistemleri için bağlanacak bara sayısına göre oluşturulan durumlar

DEÜ bara sayısı	DEÜ bağlanacak baralar		
	IEEE-30 test şebekesi	IEEE-57 test şebekesi	IEEE-34 test şebekesi
9	14 15 16 18 21 23 26 29 30	13 22 23 37 38 47 48 53 57	11 12 15 16 26 27 30 33 34
7	14 15 16 18 21 23 26	13 22 23 38 47 48 53	12 15 16 26 27 30 33
5	15 16 18 21 23	13 23 38 48 53	12 15 26 30 33
3	16 21 23	23 38 48	12 26 30
1	21	38	26

Çizelge 3. IEEE-30 sistemi için optimum DEÜ güçleri

DEÜ baraları	9 DEÜ	7 DEÜ	5 DEÜ	3 DEÜ	1 DEÜ
14	15.93	17.59			
15	23.31	25.90	35.76		
16	23.62	27.87	31.29	41.81	
18	18.70	19.06	19.39		
21	48.88	53.83	57.27	70.26	113.00
23	10.79	11.52	13.26	32.92	
26	6.94	9.20			
29	9.10				
30	15.74				
Eşik KO değeri [%]	61.50	59.00	56.00	52.00	40.00

IEEE-57 sistemi için, 5, 7 ve 9 DEÜ bağlandığı durumlarda Şekil 5'den anlaşılacağı üzere benzer kayıp karakteristikleri elde edilmiştir. Her iki şebeke her ne kadar farklı karakteristik özellikler sergilese de, her bir durumda şebeke kayıpları açısından bir eşik seviyesi açıkça gözlemlenebilmektedir. Dahası, KO %30'un üzerine çıkarılırsa şebeke kayıpları DEÜ bağlanmadığı durumda elde edilen şebeke kayıplarının da üzerine çıkabilmektedir. Optimum DEÜ değerleri IEEE-57 sistemi için Çizelge 4'de verilmiştir. DEÜ bağlandığında elde edilen eşik değeri tek bir DEÜ bağlandığında elde edilen eşik değerinin yaklaşık iki katı olmaktadır.



Şekil 5. IEEE-57 için farklı durumlarda şebeke kayıplarının KO'ya bağlı değişimi

Çizelge 4. IEEE-57 sistemi için optimum DEÜ güçleri

DEÜ baraları	9 DEÜ	7 DEÜ	5 DEÜ	3 DEÜ	1 DEÜ
13	155.52	168.05	176.42		
22	4.60	4.38			
23	17.67	19.76	23.64	34.96	
37	19.44				
38	4.57	15.38	16.75	25.00	161.00
47	55.11	58.95			
48	15.94	17.26	62.64	129.03	
53	8.33	9.18	9.52		
57	11.78				
Eşik KO değeri [%]	23.00	23.00	23.00	14.80	13.00

Radyal tip bir şebeke olan IEEE-34 için ise sonuçlar Çizelge 5 ve Şekil 6'da verilmiştir. Elde edilen optimum DEÜ güçleri Çizelge 5'de sunulmuştur. Toplam DEÜ kapasitesinin en büyük kısmının 26. barada kurulması gerektiği açıktır. Eşik KO seviyesi ise bu sistem için 9, 7 ve 5 DEÜ bağlanma durumlarında % 85.4 olarak hesaplanmıştır. Şekil 6'da görüldüğü gibi bu sistem için yalnızca 1 DEÜ olan durum için optimum bir değer söz konusudur. Birden fazla DEÜ kullanılan durumlarda, şebeke kayıplarının KO seviyesinin artışına bağlı olarak sürekli azaldığı gözlemlenmektedir. Burada da görüldüğü gibi şebekenin yapısına bağlı olarak tek ve birden fazla DEÜ konseptlerinin şebeke kayıplarına olan etkisi farklı olabilmektedir. Bu sebeple, bu durumların DEÜ entegrasyonundan önce detaylı analizlerinin yapılarak işletme açısından en uygun durumların belirlenmesi gerekmektedir.

Çizelge 5. IEEE-34 sistemi için optimum DEÜ güçleri

DEÜ baraları	9 DEÜ	7 DEÜ	5 DEÜ	3 DEÜ	1 DEÜ
11	0.7112				
12	0.1746	0.7460	0.7410	1.1198	
15	0.4611	0.4137	0.6527		
16	0.1391	0.2433			
26	1.3323	1.2089	1.4907	1.5529	2.1000
27	0.1533	0.2845			
30	0.8004	0.8172	0.8282	1.0273	
33	0.2882	0.3866	0.3874		
34	0.0398				
Eşik KO değeri [%]	85.40	85.40	85.40	77.00	43.75

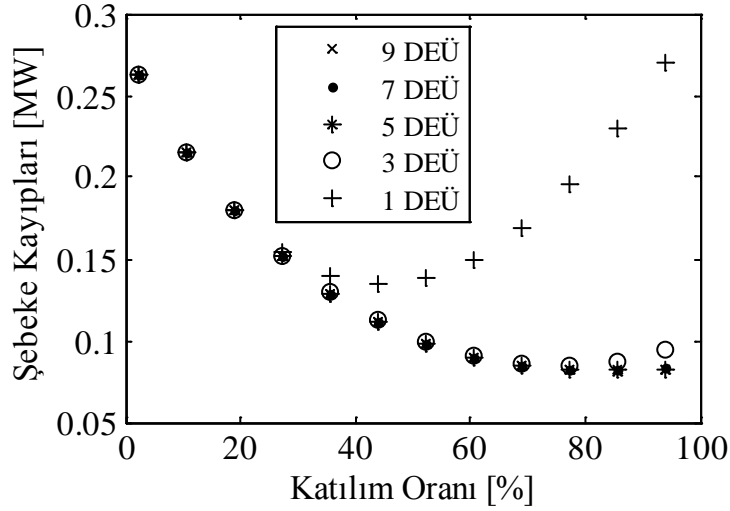
Bu çalışmada, bu bağlantı durumlarını gerilim profili ve hat akışları açısından irdeleyebilmek adına iki indeks tanımlanmıştır. Bu indeksler, gerilimleri nominal değerlerin % 5'ini aşan baraları (VDI) ve DEÜ bulunmadığı durumdaki aktif güç akışının % 50'sinden fazla olan hatları (LFI) belirlemede kullanılmıştır. Bu indeksler şu şekilde ifade edilebilir:

$$VDI = \% \frac{V_i^{DEÜvar} - V_i^{DEÜyok}}{V_i^{DEÜyok}} \times 100 \quad i = 1, 2, \dots, N_{bara} \quad (10)$$

$$LFI = \% \frac{P_i^{DEÜvar} - P_i^{DEÜyok}}{P_i^{DEÜyok}} \times 100 \quad i = 1, 2, \dots, N_{hat} \quad (11)$$



burada  $VDI$  ve  $LFI$  sırasıyla gerilim sapma indeksi ve hat akış indeksi olarak isimlendirilmektedir.  $V_i^{DEÜvar}$  ve  $V_i^{DEÜyok}$  sırasıyla DEÜ varken ve yokken  $i$ . bara gerilimini ifade etmektedir.  $P_i^{DEÜvar}$  ve  $P_i^{DEÜyok}$  ise sırasıyla DEÜ var ve yok iken  $i$ . hatta elde edilen hat akışlarını göstermektedir. Toplam hat sayısı ise  $N_{hat}$  ile gösterilmiştir.



Şekil 6. IEEE-34 için farklı durumlarda şebeke kayıplarının KO'ya bağlı değişimi

Şebeke kayıpları için gözlemlenen eşik değerlerinde elde edilen DEÜ güçleri sisteme entegre edilerek IEEE-30 test sistemi gerilim ve hat akışları açısından incelenmiştir. Tüm bağlantı durumları içinden bara gerilimlerini aşan yalnızca 9 DEÜ bağlantı durumunda 30. bara olmuştur. Hat akışları açısından elde edilen problematik hatlar ise Çizelge 6'da verilmiştir. Tüm durumlarda problematik hatların benzer olduğu gözlemlenmiştir. Diğer yandan 57 baralı sistemde ise elde edilen optimum DEÜ güçlerinin sisteme entegrasyonundan sonra gerilimler açısından ortaya çıkan problematik baralar Çizelge 7'de verilmiştir. 5 ve 7 DEÜ bağlama durumları ele alındığında herhangi bir problemle karşılaşılması çıkan önemli sonuçlardan biridir. Fakat sistemdeki birçok hatta DEÜ entegrasyonundan sonra problemlerin oluşacağı Çizelge 8'de açıkça görülmektedir.

Çizelge 6. IEEE-30 için problematik hatlar

Senaryolar	Problematic Hatlar
9 DEÜ	1-2, 1-3, 2-4, 3-4, 2-6, 4-6, 5-7, 6-7, 16-17, 15-18, 18-19, 10-20, 21-22, 22-24, 23-24, 6-28, 8-28, 29-30
7 DEÜ	1-2, 1-3, 2-4, 3-4, 2-6, 5-7, 6-7, 12-13, 16-17, 15-18, 18-19, 21-22, 23-24, 24-25, 25-27, 28-27, 6-28, 8-28
5 DEÜ	1-2, 1-3, 2-4, 3-4, 2-6, 5-7, 6-7, 12-14, 14-15, 12-16, 16-17, 15-18, 18-19, 10-20, 21-22, 22-24, 23-24, 24-25, 25-27, 28-27, 6-28, 8-28
3 DEÜ	1-2, 1-3, 2-4, 3-4, 2-6, 5-7, 4-12, 12-15, 14-15, 12-16, 16-17, 10-21, 21-22, 15-23, 22-24, 23-24, 24-25, 25-27, 28-27, 6-28, 8-28
1 DEÜ	2-4, 3-4, 2-6, 5-7, 4-12, 14-15, 10-17, 16-17, 18-19, 10-20, 19-20, 10-21, 10-22, 21-22, 22-24, 23-24, 24-25, 25-27, 8-28

Çizelge 7. IEEE-57 için gerilimler açısından problematik baralar

Senaryolar	Problematik baralar
9 DEÜ	31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 39, 40, 56, 57
7 DEÜ	-
5 DEÜ	-
3 DEÜ	22, 23, 48
1 DEÜ	20, 22, 23, 31, 32, 33, 34, 37, 38

Çizelge 8. IEEE-57 için problematik hatlar

Senaryolar	Problematik hatlar
9 DEÜ	4-5, 4-6, 6-7, 9-11, 9-13, 1-15, 13-15, 14-15, 1-16, 12-16, 1-17, 12-17, 18-19, 19-20, 21-20, 21-22, 22-23, 23-24, 24-26, 26-27, 22-28, 56-41, 41-42, 56-42, 38-44, 15-45, 44-45, 14-46, 46-47, 48-49, 49-50, 50-51, 57-56
7 DEÜ	2-3, 3-4, 4-5, 4-6, 6-7, 9-11, 9-13, 11-13, 1-15, 13-15, 14-15, 1-16, 12-16, 1-17, 12-17, 18-19, 19-20, 21-20, 21-22, 22-23, 23-24, 24-26, 26-27, 22-38, 38-44, 15-45, 44-45, 14-46, 46-47, 47-48, 48-49, 49-50, 50-51
5 DEÜ	2-3, 3-4, 4-5, 4-6, 6-7, 9-11, 9-13, 11-13, 1-15, 3-15, 13-15, 14-15, 1-16, 12-16, 1-17, 12-17, 18-19, 19-20, 21-20, 21-22, 23-24, 24-26, 26-27, 22-38, 38-44, 15-45, 44-45, 14-46, 48-49, 49-50, 50-51, 52-53
3 DEÜ	2-3, 4-6, 6-7, 9-13, 1-15, 14-15, 12-16, 12-17, 18-19, 19-20, 21-20, 21-22, 23-24, 24-26, 26-27, 27-28, 37-39, 36-40, 56-41, 15-45, 44-45, 38-48, 47-48, 48-49, 49-50, 40-56, 57-56, 39-57
1 DEÜ	4-6, 6-7, 12-16, 18-19, 19-20, 21-20, 21-22, 22-23, 23-24, 22-26, 26-27, 27-28, 22-38, 37-39, 36-40, 56-41, 15-45, 44-45, 14-46, 46-47, 38-48, 38-49, 48-49, 49-50, 40-56, 57-56, 39-57

IEEE-34 test sistemi için yapılan benzer analizlerde ise bu sistemin radyal yapısından dolayı diğer sistemlerden daha farklı bir karakteristik gösterdiği ortaya çıkmıştır. Elde edilen problematik bara ve hatlar sırasıyla Çizelge 9 ve 10'da verilmiştir. Problematik baraların tüm durumlar için aynı olması IEEE-34'ü diğer sistemlerden ayıran önemli bir sonuç olmuştur. Tüm bu sonuçlardan hareketle güvenilir bir şebeke işletmesi sağlayabilmek adına DEÜ entegrasyonlarından önce ele alınan şebeke için bu analizlerin yapılarak problematik hat ve baraların belirlenip gerekli tedbirler alınmalı ve uygun şebeke yenileme çalışmaları gerçekleştirilmelidir.

Çizelge 9. IEEE-34 için gerilimler açısından problematik baralar

Senaryolar	Problematik baralar
9 DEÜ	23, 24, 25, 26, 27
7 DEÜ	23, 24, 25, 26, 27
5 DEÜ	23, 24, 25, 26, 27
3 DEÜ	23, 24, 25, 26, 27
1 DEÜ	23, 24, 25, 26, 27

Çizelge 10. IEEE-34 için problematik hatlar

Senaryolar	Problematik hatlar
9 DEÜ	7-8, 13-14, 14-15, 15-16, 25-26, 7-28, 28-29, 29-30, 32-33
7 DEÜ	7-8, 11-12, 3-13, 13-14, 14-15, 15-16, 25-26, 7-28, 28-29, 29-30, 32-33
5 DEÜ	7-8, 11-12, 3-13, 13-14, 14-15, 25-26, 7-28, 28-29, 29-30, 32-33
3 DEÜ	7-8, 10-11, 11-12, 25-26, 7-28, 28-29, 29-30
1 DEÜ	24-25, 25-26

#### 4. SONUÇLAR

Bu çalışmada, DEÜ'lerin şebekelerdeki KO seviyeleri dikkate alınarak tek ve birden fazla DEÜ bağlantı durumlarının optimum güçleri, şebeke kayıplarını minimize etmek için araştırılmıştır. Farklı KO seviyelerinde, farklı sayılarda DEÜ literatürde sıkça kullanılan üçtest şebekesine entegre edilerek analizler gerçekleştirilmiştir. DEÜ'lerin güç sistemlerine entegrasyonunun şebeke kayıpları açısından önemli avantajlar sunduğu açıkça gözlemlenmiştir. Elde edilen sonuçlar güç sistemlerinde şebeke kayıpları açısından bir eşik KO seviyesinin bulunduğunu ortaya koymuştur. Her şebekenin ve her bir bağlantı durumunun eşik değeri ise kendine özgüdür. Optimum bir planlama için DEÜ'lerin bağlantı yerleri, güçleri, KO seviyeleri ve sayıları büyük önem arz etmektedir. Tek ve birden fazla DEÜ bağlantı konseptlerinin, şebekeye etkileri ve KO seviyeleri açısından, arasında önemli farklılıkların bulunması bu çalışmada elde edilen önemli sonuçlardan biridir. Uygun bir DEÜ entegrasyonu ile mevcut şebekelerin yeniden yapılandırılmasındaki mühendislik yatırımlarının ertelenmesinde/planlanmasında bir öncelik derecelendirilmesi yapılabilir. Ayrıca, problematik baralar ve hatlar farklı KO seviyelerinde şebekedeki olası potansiyel riski azaltabilmek amacıyla belirlenmelidir. Elde edilen sonuçlar, şebekelere ait performans parametrelerinin detaylı bir şekilde analiz edilerek, en doğru planlama ve yönetimin gerçekleştirilebileceğini göstermektedir.

#### KAYNAKLAR

- Acharya N., Mahat P., Mithulananthan N. (2006): "An Analytical Approach for DG Allocation in Primary Distribution Network", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Cilt 28, No. 10, s. 669-678.
- Ackermann T., Andersson G., Söder L. (2001): "Distributed Generation: A Definition", Electric Power Systems Research, Cilt 57, No. 3, s. 195-204.
- Elnashar M. M., Shatshat R. E., Salama M. M. A. (2010): "Optimum Siting and Sizing of A Large Distributed Generator in a Mesh Connected System", Electric Power System Research, Cilt 80, No. 6, s. 690-697.
- Gözel T., Hocaoglu M. H. (2009): "An Analytical Method for the Sizing and Siting of Distributed Generators in Radial Systems", Electric Power System Research, Cilt 79, No. 6, s. 912-918.
- Hedayati H., Nabaviniaki S. A., Akbarimajd A. (2008): "A Method for Placement of DG Units in Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Delivery, Cilt 23, No. 3, s. 1620-1628.
- Hemdan N. G. A., Kurrat M. (2008): "Distributed Generation Location and Capacity Effect on Voltage Stability of Distribution Networks", Aalborg, Annual IEEE Student Paper Conference.
- Kazemi A., Sadeghi M. (2009): "A Load Flow based Method for Optimal Location of Dispersed Generation Units", Seattle, IEEE PowerSystem Conference and Exposition.
- Le A. D. T., Kashem M. A., Negnevitsky M., Ledwich G.(2005): "Minimising Voltage Deviation in Distribution Feeders by Optimising Size and Location of Distributed Generation", Australia, Australasian Universities Power Engineering Conference.
- Lee S. H., Park J. W. (2009): "Selection of Optimal Location and Size of Multiple Distributed Generations by Using Kalman Filter Algorithm", IEEE Transactions on PowerSystems, Cilt 24, No. 3, s. 1393-1400.

- Mashhour M., Golkar M. A., Moghaddas-Tafreshi S. M. (2009): "Optimal Sizing and Siting of Distributed Generation in Radial Distribution Network: Comparison of Unidirectional and Bidirectional Power Flow Scenario", Bucharest, IEEE PowerTech Conference.
- Niemi R., Lund P. D.(2010): "Decentralized Electricity System Sizing and Placement in Distribution Networks", Applied Energy, Cilt 87, No. 6, s. 1865-1869.
- Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., Belmans R., D'haeseleer W. (2005): "Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues", Energy Policy, Cilt 33, No. 6, s. 787-798.
- Porkar S., Poure P., Abbaspour-Tehrani-fard A., Saadate S. (2010): "Optimal Allocation of Distributed Generation Using A Two-stage Multi-objective Mixed-integer-nonlinear Programming", European Transactions on Electrical Power, Cilt 21, No. 1,s. 1072- 1087.
- Power System Test Case Archive, <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>, Erişim Tarihi: 20.06.2013.
- Shayeghi H., Mohamadi M. (2009): "Multi-objective Fuzzy Model in Optimal Siting and Sizing of DG for Loss Reduction", International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering, Cilt 2, No. 3,s. 145-150.
- Shukla T. N., Singh S. P., Srinivasarao V., Naik K. B. (2010): "Optimal Sizing of Distributed Generation Placed on Radial Distribution Systems", Electric Power Component and Systems, Cilt 38, No. 3, s. 260-274.
- Sousa A. A., Torres G. L., Canizares C. A. (2011): "Robust Optimal Power Flow Solution Using Trust Region and Interior-Point Method", IEEE Transactions on PowerSystem, Cilt 26, No. 2, s. 487-499.
- Thong V. V., Belmans R. (2009): "Maximum Penetration Level of Distributed Generation with Safety Criteria", European Transactions on Electrical Power, Cilt 20, No. 3, s. 367-381.
- Ugranlı F., Karatepe E. (2012a): "Long-Term Performance Comparison of Multiple Distributed Generation Allocations Using a Clustering-Based Method", Electric Power Components and Systems, Cilt 40, No. 2, s. 195-218.
- Ugranlı F., Karatepe E. (2012b): "Convergence of Rule-of-Thumb Sizing and Allocating Rules of Distributed Generation in Meshed Power Networks", Renewable and sustainable energy reviews, Cilt 16, No. 1, s. 582-590.
- Ugranlı F., Karatepe E. (2013): "Multiple-distributed Generation Planning Under Load Uncertainty and Different Penetration Level", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Cilt 46, s. 132-144.
- Wang C., Nehrir M. H. (2005): "Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in PowerSystems", IEEE Transactions on PowerSystems, Cilt 19, No. 4, s. 2068-2076.
- Willis H. L. (2000): "Analytical Methods and Rules of Thumb for Modeling DG-Distribution Interaction", Seattle, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting.