

# Dağıtılmış Enerji Üretim Sistemlerinin Geçici Kararlılığa Etkisinin Analizi ve Optimizasyonu

## Impact of Distributed Power Generation Analysis and Optimization in Transient Stability

Faruk Ugranlı, Engin Karatepe

Mühendislik Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği  
Ege Üniversitesi

faruk.ugranli@ege.edu.tr, engin.karatepe@ege.edu.tr

### Özet

Dağıtılmış enerji üretim (DEÜ) sistemleri, artan yük talebini karşılamak amacıyla günümüzde oldukça yaygın bir şekilde kullanılmaya başlanmıştır. DEÜ'lerin şebekelere bağlantılarının yapılmasıyla birlikte güç sistemlerinin çalışmasının önemli ölçüde etkilendiği birçok çalışmada gösterilmiştir. Etkilenen parametrelerden biri ise geçici hal kararlılığıdır. Bu çalışmada senkron jeneratör tabanlı DEÜ'lerin güç sistemlerindeki geçici hal kararlılık performansına olan etkisi incelenmiş ve optimize edilmiştir. Sistemde oluşan üç faz dengeli hata sonrasında, tüm jeneratörlerin bağıl rotor açılarının yapmış oldukları maksimum aşımaların toplamı amaç fonksiyonu olarak çalışmada ele alınmıştır. Yapılan optimizasyon genetik algoritma ile gerçekleştirilmiş olup, sonuçlar DEÜ'lerin uygun bir şekilde yerleştirilmesi durumunda daha iyi geçici hal kararlılık performansının elde edilebileceğini göstermiştir. Ayrıca, elde edilen en uygun DEÜ durumlarında sistemin kritik açma zamanının değişimi ayrıntılı olarak incelenmiştir.

### Abstract

In recent years, distributed generation (DG) technologies have been widely used in power systems in order to meet growing load demand. It is shown in many studies that the operation of power systems is considerably affected by the integration of DG. One of the affected parameters is the transient stability of power system. In this study, the impact of synchronous based DG on transient stability performance is analyzed and optimized by using genetic algorithm. After the occurrence of three-phase balanced fault in the power system, the sum of maximum overshoot of relative rotor angle of each generator is used as a fitness function in this study. The results show that better transient stability performance can be obtained if DGs are allocated optimally. Also, the critical clearing times of the optimum cases are investigated by comparing by the without DG case.

### 1. Giriş

Gelişen teknoloji ile birlikte küçük çaptaki jeneratörlerin yapılabilmesi mümkün hale gelmiştir. Bu gelişmenin sonucunda, şebekenin birçok farklı yerinden küçük boyuttaki üretim tesisleri şebekeye dâhil edilmeye başlanmıştır. Bu yeni üretim modeli literatürde dağıtılmış enerji üretimi (DEÜ) olarak bilinmektedir. Konvansiyonel enerji üretim tesislerine göre daha düşük kapasitede olan bu sistemler için tam bir tanım henüz gerçekleştirilememiştir [1]. Birçok enerji teknolojisi DEÜ kapsamında kullanılabilir. Bu teknolojileri şebekeye bağlantı açısından üç grupta toparlayabiliriz; senkron jeneratör, asenkron jeneratör ve güç elektroniği tabanlı üretim tesisleri [2]. Bu çalışmada senkron jeneratör tabanlı DEÜ sistemleri ele alınmaktadır. Senkron jeneratörler özellikle küçük boyuttaki hidroelektrik santrallerde veya fosil tabanlı yakıtlarla çalışan üretim tesislerinde yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Teknik, çevresel ve mali birçok avantajının bulunmasından dolayı da, DEÜ sistemleri artan enerji talebinin karşılanması amacıyla güç sistemlerinde oldukça yaygın bir kullanım alanına sahiptir. Bu sistemlerin şebekeye dâhil edilmesiyle birlikte şebeke performansı oldukça önemli bir şekilde etkilenmektedir. Özellikle de DEÜ'nün şebeke kayıplarına, gerilimlere, hat akışlarına, enerji maliyetlerine ve geçici hal kararlılığına olan etkileri literatürde irdelenmektedir [3-5].

Güç sistemlerinde, geçici hal kararlılığı sistemde bulunan senkron jeneratör tabanlı gerek konvansiyonel gerekse DEÜ sistemlerin sisteme senkron bir şekilde çalışabilmeleri ve şiddetli bozuculara karşı direncini göstermektedir [6]. DEÜ'lerin sisteme dâhil edilmesiyle birlikte şebekenin geçici hal kararlılığı önemli ölçüde etkilenmektedir. Nguyen ve Pai, şebekeye DEÜ eklenmesiyle, sistemde hata olması durumunda hangi jeneratörlerin kararsız hale geçeceğini hassasiyet analiziyle tahmin edebilecek bir metot önermişlerdir [7]. Sistemin kritik açma süresinin belirlenmesi ise diğer önemli noktalardan birisidir. Bu süreyi birçok benzetim yapmadan tahmin edebilecek bir metot Salman ve Teo tarafından gerçekleştirilmiştir [5]. Kritik açma zamanının DEÜ'lerin düşünülmesiyle birlikte değişeceği ise diğer bir çalışmada gösterilmiştir [8]. DEÜ'nün kararlılık üzerine olan etkisi sadece kritik açma zamanıyla değil, bağıl rotor açısının hata

sonrasında maksimum aşımı ve oturma süresi ile değerlendirilebilmektedir [2, 9-11]. Referans [2]'de, farklı DEÜ teknolojilerinin ve katılım oranlarının geçici kararlılığa olan etkisi bağıl rotor açısının maksimum aşım ve oturma süresi üzerinden değerlendirilmiştir. Farklı baralarda hata olması durumunda ise DEÜ'lerin bu parametrelere olan etkisi değişebilmektedir [9]. Yapılan bu çalışmalarda, DEÜ'lerin bu parametrelere olan etkileri incelenmiştir, fakat bu etkiyi optimize edebilecek bir çalışma henüz yapılmamıştır. Bu sebeple, bu çalışmada senkron jeneratör tabanlı DEÜ'lerin güç sistemlerindeki geçici hal kararlılık performansına olan etkisi optimize edilmiştir. Sistemde oluşan üç faz dengeli hata sonrasında, tüm jeneratörlerin bağıl rotor açılarının yapmış oldukları maksimum aşımın toplamı amaç fonksiyonu olarak bu çalışmada ele alınmıştır. Yapılan optimizasyon genetik algoritma (GA) ile gerçekleştirilmiş olup, sonuçlar DEÜ'lerin uygun bir şekilde yerleştirilmesi durumunda en uygun geçici hal kararlılık performansının elde edilebileceğini göstermiştir. Ayrıca, elde edilen en uygun DEÜ durumlarında sistemin kritik açma zamanının değişimi ayrıntılı olarak incelenmiştir.

Çalışma sırasıyla şu bölümlerden oluşmaktadır; ikinci bölümde geçici hal kararlılığının teorik analizi ve önerilen metod, üçüncü bölümde DEÜ'nün geçici hal kararlılığına olan etkisi incelenmiştir. Dördüncü bölümde ise önerilen metodun etkinliği sunulmuştur, son bölümde de bu çalışmanın önemli sonuçları verilmiştir.

## 2. Geçici Hal Kararlılık ve Problem Formülasyonu

Güç sistemlerinde geçici hal kararlılık analizi yapabilmek için öncelikle senkron tabanlı jeneratörlerin otonom denklemleri nümerik metodlar ile analiz edilebilecek şekilde (1) ve (2)'deki gibi elde edilir [6].

$$\frac{\partial \delta}{\partial t} = \omega \quad (1)$$

$$\frac{J}{\pi f} \frac{\partial \omega}{\partial t} + D \frac{\partial \delta}{\partial t} = P_{mek} - P_{elek} \quad (2)$$

burada  $J$  jeneratörün atalet momentini,  $\delta$  rotor açısını,  $\omega$  açısal hızı,  $f$  sistem frekansını,  $D$  sönümlenme katsayısını,  $P_{mek}$  ve  $P_{elek}$  sırasıyla mekanik ve elektriksel gücü ifade etmektedir. Birden fazla jeneratör bulunan sistemlerde tüm jeneratörlere ait bu denklemler eş zamanlı olarak çözümlenerek her bir jeneratörün bağıl rotor açıları elde edilebilmektedir. Bu analiz hakkındaki detaylı bilgi [6]'da bulunmaktadır. Elektriksel ve mekanik gücü hesaplayabilmek içinse analiz yapılmadan önce güç akış analizi yapılarak gerekli gerilim ve admittans değerleri hata öncesi, sırası ve sonrası elde edilmelidir. Bu çalışmada ele alınan hata üç faz dengeli bir hata olup, bir hattın devre dışı bırakılmasıyla giderilmektedir. Geçici hal kararlılık performansını değerlendirebilmek adına diğer çalışmalardan farklı bir indeks oluşturulmuştur. Bu indeks bağıl rotor açısının yapmış olduğu maksimum aşıma göre belirlenmiştir. Bu aşım Şekil 1'de gösterilmiş olup,  $A_{max}$  ile gösterilmektedir [9]. Negatif olması durumunda mutlak değeri alınarak bu değer oluşturulmalıdır. Tüm jeneratörler için  $A_{max}$  değerleri toplanarak indeks aşağıdaki gibi oluşturulmuştur.

$$MAI = \sum_{i=1}^n A_{max}^i \quad (3)$$

burada  $MAI$  maksimum aşım indeksini ve  $n$  toplam konvansiyonel ve DEÜ jeneratör sayısını ifade etmektedir. Bu değerin daha düşük çıkması durumunda sistemin daha iyi bir geçici kararlılık performansı olduğunu söyleyebilmekteyiz [2]. Bu çalışmada bu değer optimizasyonu GA ile gerçekleştirilecektir. Bu problemdeki tasarım değişkenleri ise DEÜ jeneratörlerin gücü olmaktadır

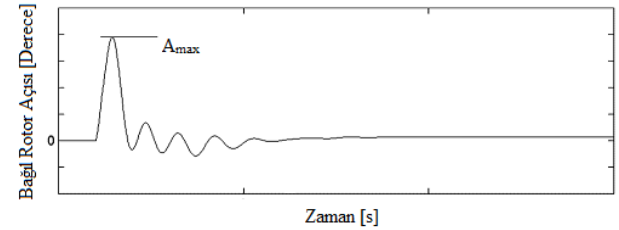
$$X = [P_1^{DG}, P_2^{DG}, \dots, P_m^{DG}] \quad (4)$$

burada  $X$  tasarım değişkenini ve  $P_m^{DG}$  ise  $m$ . DEÜ'nün gücünü göstermektedir. Bunun için bu çalışmada her bir DEÜ için aday bara belirlenmelidir. Bu baraya DEÜ bağlayabilmek için eklenecek yeni bir iletim hattı üzerinden yeni bir bara eklenerek, bu baradan DEÜ eklenmiştir. Bağlanacak DEÜ'lerin toplam gücü ve her bir DEÜ'nün alt ve üst limitleri ise bir kısıt olarak bu çalışmada ele alınmıştır;

$$C = \sum_{i=1}^m P_i^{DG} \quad (5)$$

$$P_i^{DGalt} < P_i^{DG} < P_i^{DGüst} \quad (6)$$

burada  $C$  toplam DEÜ gücünü,  $P_i^{DGalt}$  ve  $P_i^{DGüst}$  sırasıyla DEÜ'nün alt ve üst limitlerini ifade etmektedir. Ele alınan problemde analitik bir denklem bulunmayıp, nümerik türev ve güç akış analizi kullanıldığından dolayı klasik optimizasyon metodlarının yerine akıllı optimizasyon metodlarından birisinin kullanılması zorunlu olmuştur. Bu çalışmada kullanılan GA bu metodların en önemlilerinden biridir ve en uygun GA parametreleri deneme-yanılma ile belirlenebilmektedir [12].

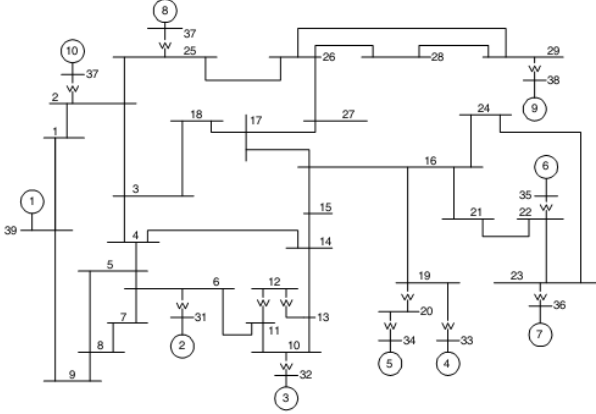


Şekil 1: Rotor açısının maksimum aşımı.

## 3. DEÜ'nün Geçici Hal Kararlılığa Etkisi

DEÜ'lerin güç sistemleri kararlılığına etkisini inceleyebilmek için literatürde oldukça sık kullanılan 39-baralı yeni İngiltere test sistemi kullanılmıştır [13]. Şekil 2'de görüldüğü gibi sistem 39 bara, 46 hat ve 10 jeneratörden oluşmakla birlikte toplam yükü 6097 MW ve toplam üretimi 6140 MW'dir. Bu sisteme DEÜ eklemek amacıyla öncelikle aday baralar belirlenmelidir. Bu çalışma için, 3, 5, 9, 14, 16, 18, 21 ve 26 olmak üzere toplam sekiz bara belirlenmiştir. Sistemin yapısını bozmamak adına, DEÜ'lerin eklenmesi bu baralara bir hat ile eklenen yeni PV baralar üzerinden yapılmaktadır. Yeni eklenen DEÜ'lerin geçici reaktansları 0.01 pu, atalet

momentleri 20 ve sönümlenme katsayısı ise 0.1 olarak alınmıştır. Genel olarak güç sistemlerinde geçici kararlılık analizi belirli durumların kabulü göz önüne alınarak yapılmaktadır. Bu çalışmada, DEÜ'nün etkisini incelemek adına 4. barada 3-faz bir hata olduğu ve 4-14 hattının 0.22 s.'de açılarak hatanın giderildiği kabul edilmiştir.



Şekil 2: 39 baralı yeni İngiltere test sistemi

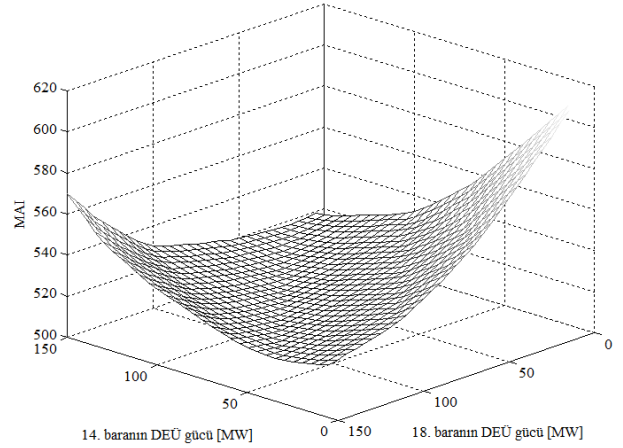
DEÜ'nün şebeke üzerindeki etkisinin nasıl değiştiğini gösterebilmek için bu bölümde iki farklı senaryo ele alınmıştır. İlk senaryoda 14. ve 18. baralardaki DEÜ'lerin gücü 0'dan 150 MW'a kadar değiştirilirken, diğer DEÜ'lerin güçleri 20 MW'da sabit tutulmuştur. Bunun sonucunda elde edilen MAI indeksinin değişimi Şekil 3'de verilmiştir. Görüldüğü gibi, DEÜ'lerin gücünün değişmesiyle indeksin değeri lineer olmayan bir değişim göstermektedir. DEÜ gücüne bağlı olarak sistemin çalışabileceği en uygun bir noktanın varlığı yine bu grafikten anlaşılmaktadır. 18. baradaki DEÜ'nün gücünün artmasıyla indeksin azaldığı açıkça gözükmektedir.

İkinci senaryoda ise, 14. ve 16. baralara bağlanan DEÜ'lerin güçleri 0'dan 150 MW'a kadar değiştirilirken, diğer DEÜ'lerin güçleri 50 MW'da sabit tutulmuştur. Bu durumda MAI indeksinin DEÜ güçlerine bağlı olarak değişimi Şekil 4'de gösterildiği gibidir. Birinci senaryodan farklı olarak optimum bir noktanın olmadığı gözükmektedir. Her iki DEÜ'nün de gücünün artmasıyla indeksin değeri artmaktadır. Dolayısıyla DEÜ'nün entegrasyonu sistemde lineer olmayan bir etki göstermektedir ve en uygun çalışma noktalarının bulunmasının önemi burada ortaya çıkmaktadır. Daha da fazla DEÜ eklenmesi durumunda lineer olmayan bu ilişkilerin daha da değişeceği aşikârdır. Bu sebeple, bir sonraki bölümde MAI indeksinin azaltılmasına yönelik bir optimizasyon gerçekleştirilmiştir.

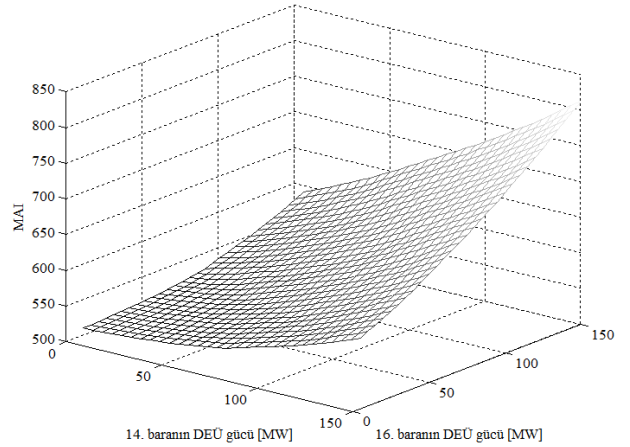
#### 4. Optimizasyon Sonuçları

Bu makalede, daha iyi bir geçici hal kararlılığı sağlayabilmek adına MAI indeksini minimum yapabilmek için GA ile bir optimizasyon gerçekleştirilmiştir. Seçilen popülasyon 20 bireyden oluşmaktadır ve rastgele belirlenmektedir. Maksimum iterasyon sayısı 100 olarak belirlenmiştir. Çaprazlama oranı 0.8 olarak alınmıştır. Daha önce belirlenen 8 adet baranın DEÜ güçleri bu optimizasyon sonucunda elde

edilmiştir. Bir önceki bölümdeki hata senaryosuna göre toplam DEÜ gücü 0'dan 500 MW'a kadar değiştirilerek optimum sonuçlar elde edilmiştir. Her bir baranın maksimum DEÜ gücü ise 100 MW olarak sınırlandırılmıştır. Optimizasyon sonuçlarına göre belirlenen DEÜ güçleri Çizelge 1'de verilmiştir. Açıkça görüldüğü gibi farklı toplam DEÜ kapasitelerinde, bu gücün baralara dağılımı farklı olmaktadır. Toplam DEÜ gücünün artmasıyla, baraların DEÜ güçlerindeki değişimlerde ise belirli bir eğilim bulunmamaktadır. Çizelgeden de anlaşılacağı üzere, hiçbir baranın DEÜ gücü de belirlenmiş olan 100 MW limit değerine ulaşmamıştır.



Şekil 3: MAI indeksinin 14. ve 18. DEÜ'lere göre değişimi



Şekil 4: MAI indeksinin 14. ve 16. DEÜ'lere göre değişimi

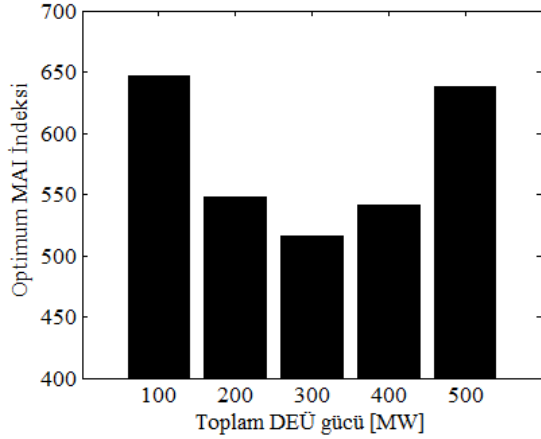
DEÜ gücünün artmasıyla elde edilen en uygun MAI indeksinin değişimi de Şekil 5'de verilmiştir. Burada görüldüğü gibi, toplam DEÜ gücünün artmasıyla indeks optimum bir değere ulaşmaktadır. 300 MW aşıldığında MAI indeksi tekrar artmaya başlamıştır. DEÜ'lerin güçlerinin sifıra çekilmesi durumunda ise indeks değeri 783.3751 olarak elde edilmiştir. Buradan da anlaşıldığı üzere, bu optimizasyon gerçekleştirilerek en uygun geçici hal performansı elde edilebilmektedir. Optimizasyon sonuçları, şebekeye entegre edilecek toplam DEÜ kapasitesinin de aslında belli bir değeri aşmaması gerektiğini söylemektedir. Ele alınan güçler

içerisinde bu sistem için 300 MW kapasitesini aşmak geçici kararlılık açısından yanlış bir karar olacaktır.

DEÜ'leri elde edilen en uygun güçlerde şebekeye dâhil ettiğimizde sistemin bahsi geçen hata senaryosunda kritik açma süresinin nasıl değiştiği de bu çalışmada irdelenmiştir. Sistemde DEÜ bulunmadığı durumda hatanın kritik açma zamanı olan 0.27 s'de açılması durumunda rotor açıların değişimi Şekil 6'daki gibidir. 39. barada bulunan jeneratör bu durumda senkrondan koparak kararsız hale geçmektedir.

Çizelge 1: Optimizasyon sonuçları

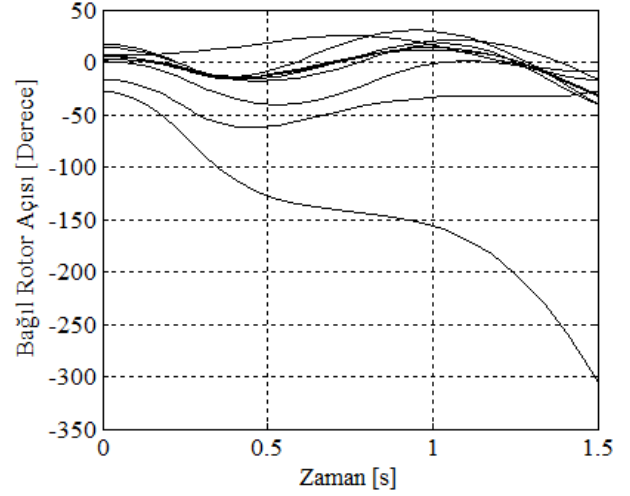
Toplam DEÜ Gücü [MW]	DEÜ Baraları (3, 5, 9, 14, 16, 18, 21, 26) ve Güçleri [MW]			
	3	5	9	14
100	17.9854	2.2738	37.0523	16.6231
	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>26</b>
	5.6728	5.1887	9.8148	5.3891
200	53.8046	24.3745	41.0458	37.3457
	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>26</b>
	19.5455	14.8241	7.2824	1.7775
300	68.2140	55.2447	66.6018	42.7893
	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>26</b>
	30.4681	17.0933	12.0076	7.5811
400	48.0190	58.4764	53.1530	52.9758
	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>26</b>
	49.4886	48.9431	45.5262	43.4180
500	59.4710	80.3570	73.7596	67.3981
	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>26</b>
	56.0698	52.6654	48.5211	61.7579



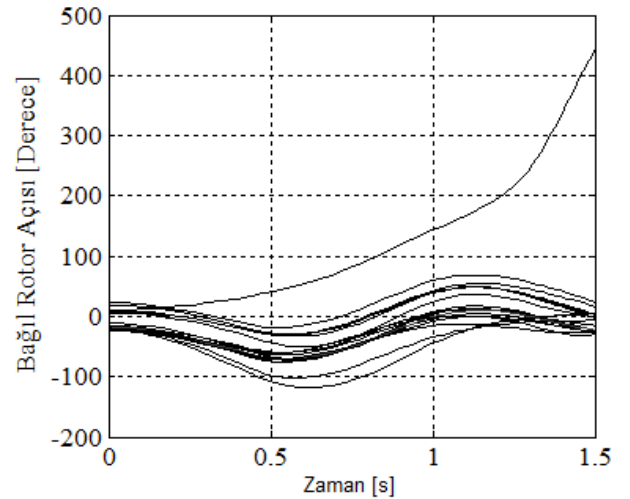
Şekil 5: MAI indeksinin toplam DEÜ gücüne göre değişimi

Sisteme toplam gücü 100 MW olan en uygun DEÜ dağılımı dâhil edildiğinde ise kritik açma zamanının 0.45 saniyeye geldiği Şekil 7'de açıkça gözükmektedir. Bu durumda ise 32. barada bulunan jeneratörün rotor açısı kararsız hale geçmektedir. Daha yüksek bir kapasite olan 500 MW için kritik açma zamanına bakıldığında ise bu zamanın DEÜ'nün gücünün artırılmasıyla birlikte sadece 0.02s değiştiği gözlemlenmektedir. Bu durumda da kararsız duruma geçen jeneratör 32. baradaki jeneratör olmaktadır. Görüldüğü gibi

sisteme DEÜ eklenmesiyle birlikte sistemin kritik açma zamanı da bu senaryo için oldukça rahatlamaktadır. DEÜ'lerin şebekeye dâhil edilmesi gerek geçici hal performansı gerekse kritik açma zamanı açısından olumlu katkı sağlayabilmektedir.



Şekil 6: DEÜ olmadan sistemdeki jeneratörlerin rotor açıların değişimi ( $t_{kritik}=0.27$ )

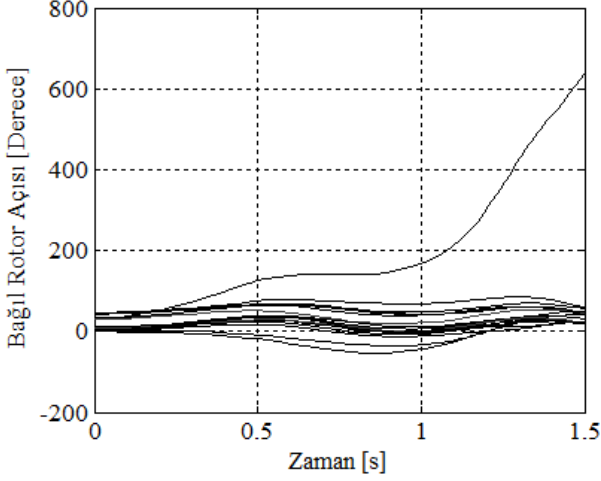


Şekil 7: Sistemde toplam 100 MW DEÜ olması durumunda jeneratörlerin rotor açıların değişimi ( $t_{kritik}=0.45$ )

## 5. Sonuçlar

Bu çalışmada güç sistemlerinin güvenilir ve sağlıklı bir şekilde işletilebilmesi açısından önem arz eden geçici hal kararlılığı DEÜ'lerin dâhil edilmesiyle birlikte ele alınmıştır. GA ile yapılan optimizasyonda şebekede tüm konvansiyonel ve senkron tabanlı DEÜ jeneratörlerin bağlı rotor açıların toplamı minimize edilmiştir. Dolayısıyla daha iyi bir geçici performans elde edilebilmiştir. Elde edilen DEÜ dağılımlarının farklı toplam kapasitelerde değiştiği yapılan önemli gözlemlerden biridir. Yine, kritik açma zamanının da DEÜ'lerin uygun bir şekilde eklenmesiyle birlikte orijinal sisteme göre daha iyi bir duruma geldiği gözlenmiştir.

DEÜ'lerin elektrik şebekelerine dâhil edilmesiyle birlikte şebekenin geçici hal kararlılığı önemli ölçüde etkilenmektedir. Elde edilen sonuçlar, DEÜ'lerin uygun bir şekilde yerleştirilmesinin şebekenin geçici hal kararlılığını iyileştirmede katkısı olabileceğini göstermiştir.



Şekil 8: Sistemde toplam 500 MW DEÜ olması durumunda jeneratörlerin rotor açılarının değişimi ( $t_{kritik}=0.47$ )

## 6. Kaynaklar

- [1] Ackermann, T., Andersson, G. ve Söder, L., "Distributed Generation: A Definition", *Electric Power System Research*, 57., 195-204, 2001.
- [2] Slootweg, J.G. ve Kling, W.L., "Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2002, 862-867.
- [3] Ugranlı, F. ve Karatepe, E., "Long-term Performance Comparison of Multiple Distributed Generation Allocations Using a Clustering-based Method", *Electric Power Components and Systems*, 40 (2). 195-218, 2011.
- [4] Ugranlı, F. ve Karatepe, E., "Convergence of Rule-of-Thumb Sizing and Allocating Rules of Distributed Generation in Meshed Power Networks", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16., 582-590, 2012.
- [5] Kalman, S.K. ve Teo, A.L.J., "Investigation into the Estimation of the Critical Clearing time of a Grid Connected Wind Power Based Embedded Generator", *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2002, 975-980.
- [6] Kundur, P., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [7] Nguyen, T.B. ve Pai, M.A., "A Sensitivity-based Approach for Studying Stability Impact of Distributed Generation", *Electrical Power and Energy Systems*, 30., 442-446, 2008.
- [8] Svalova, I., Sauhats, A. ve Svalovs, A., "Estimation of the Distributed Generation Impacts on the Angle Stability of the Two-Machine Scheme", *IEEE Laussane Power Tech*, 2007, 1975-1980.
- [9] Reza, M., Schavemaker, P.H., Slootweg, J.G., Kling, W.L. ve van der Sluits, L., "Impacts of Distributed Generation Penetration Levels on Power Systems Transient Stability", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2004, 2150-2155.
- [10] Reza, M., Slootweg, J.G., Schavemaker, P.H., Kling, W.L. ve van der Sluits, L., "Investigating Impacts of Distributed Generation on Transmission System Stability", *IEEE Bologna Power Tech*, 2003.
- [11] Khosravi, A., Jazaeri, M., ve Mousavi, S.A., "Transient Stability Evolution of Power Systems with Large Amounts of Distributed Generation", *45th International Universities Power Engineering Conference*, 2010.
- [12] Rao, S.S., *Engineering Optimization: Theory and Practice*, Wiley Interscience, New York, 1996.
- [13] Pai, M.A., *Energy Function Analysis for Power System Stability*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1989.