



ÇORUH ELEKTRİK DAĞITIM A.Ş.
FIRAT ELEKTRİK DAĞITIM A.Ş.

DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE DAĞITIK ÜRETİM
TESİSLERİNİN REAKTİF GÜÇLERİNİN
KONTROLÜ İLE ŞEBEKEDEN GERİLİM
KARARLILIĞININ ARTTIRILMASI

Sonuç Raporu



ENDOKS

İnönü Mahallesi 1748.Sokak No:1 Yenimahalle, Ankara

Tel: +90 312 256 00 86 Faks: +90 312 257 27 50

www.endoks.com.tr info@endoks.com.tr

ARALIK, 2017

İçindekiler

Şekiller Listesi	4
Tablolar Listesi.....	6
1. Giriş.....	7
2. Literatür Araştırması.....	9
2.1 Dağıtık Elektrik Üretiminin Faydaları.....	10
2.2 Dağıtık Üretim Birimlerinin Şebekeye Olası Etkileri	11
2.3 Dağıtık Üretimlerin Şebekeye Entegrasyonu ile İlgili Kullanılan Uluslararası Standartlar	12
2.3.1 IEEE 1547	13
2.3.2 BDEW.....	14
2.4 Dağıtık Üretim Birimlerinin Bağlantısı ve Reaktif Güç Kontrolü İle İlgili Türkiye'deki Yönetmelikler	14
2.4.1 Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği.....	14
2.4.2 Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği.....	16
2.4.3 Reaktif Güç Desteği Sağlanmasına Dair Yan Hizmet Anlaşması	17
2.4.4 Elektrik Şebeke Yönetmeliği.....	17
2.5 Dağıtık Üretim Birimlerinin Şebekeye Bağlantısında Dikkat Edilmesi Gereken Teknik Kriterler	22
2.5.1 Koruma	23
2.5.2 Enerji Kalitesi	23
2.5.3 Şebeke Elemanlarının Termal Dayanıklılığı.....	24
2.5.4 Gerilim Regülasyonu.....	25
2.5.5 Arıza Durumu.....	26
2.6 Dağıtık Üretim Birimi İçeren Şebekelerdeki Gerilim ve Reaktif Güç Değişimleri	27
2.7 Dağıtım Şebekelerinde Gerilim Kontrolü İçin Uluslararası Literatürde Kullanılan Yöntemler	28
3. Sayısal Şebeke Modelinin Oluşturulması.....	31
4. Sayısal Model Analizleri.....	35
4.1 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı Durumda Şebeke Analizleri	36
4.2 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katıldığı Durumda Şebeke Analizleri	40
4.3 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Şebeke Analizleri Sonuçlarının Karşılaştırılması.....	44

4.4	Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı Durumda Şebeke Analizleri	46
4.5	Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katıldığı Durumda Şebeke Analizleri	48
4.6	Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Şebeke Analizleri Sonuçlarının Karşılaştırılması.....	51
5.	Durum Kestirimi (State Estimation).....	54
5.1	Giriş.....	55
5.2	Fırat Edaş – Doğanşehir Fideri Durum Kestirimi alışması.....	58
5.3	oruh Edaş – Araklı 3/0 Fideri Durum Kestirimi alışması	63
6.	Dağıtık Üretim Birimlerinin Reaktif Güç Aralıklarını Belirleyen Algoritmanın/Yazılımın Geliştirilmesi	65
6.1	Durum Kestirimi Yöntemi	70
6.2	Bara Gerilimlerinin Optimasyonu İçin En Uygun Reaktif Güç Değerlerinin Belirlenmesi.....	70
6.3	Hesaplanan Gerilim Değerini İçin Kontrol Sinyalinin Üretilmesi	71
7.	Değerlendirme ve Sonuç	74
8.	Referanslar	78

Şekiller Listesi

Şekil 1-1 Dağıtık Üretim Tesisleri İçin Örnek Çalışma Eğrisi	8
Şekil 2-1 Dağıtık Üretim Birimlerinin Şebekeye Entegrasyonu.....	9
Şekil 2-2 Ünite Güç Çıkışının Frekansa Göre Değişimi	15
Şekil 2-3 Rüzgâr Santrali Reaktif Güç Kapasite Eğrisi	21
Şekil 2-4 Merkezi Üretim ve Dağıtım.....	22
Şekil 2-5 Dağıtık Üretim İçeren Dağıtım Şebekesi	22
Şekil 2-6 Ani Gerilim Düşümü Durumu Dalga Görüntüsü.....	24
Şekil 2-7 Üretim Birimlerinin Entegrasyonu Sonucu Oluşabilecek Gerilim Yükselmesi	26
Şekil 2-8 Örnek Şebeke.....	27
Şekil 2-9 Dağıtık Üretim İçeren Örnek Şebeke	28
Şekil 3-1 Arsin TM Araklı Fiderine Ait Coğrafi Sayısal Model.....	31
Şekil 3-2 Malorsa TM Doğanşehir Fiderine Ait Coğrafi Sayısal Model	32
Şekil 3-3 Araklı Fiderine Ait Sayısal Model	33
Şekil 3-4 Doğanşehir Fiderine Ait Sayısal Model	34
Şekil 4-1 Selimoğlu HES'e Ait Generatörler İçin Reaktif Yeterlilik Eğrisi.....	35
Şekil 4-2 Fahri GES, Kerem 1 GES, Kerem 2 GES, Pamir GES ve Side GES'e Ait Üretim Profilleri (Temmuz 2016).....	38
Şekil 4-3 Doğanşehir Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç Değerleri (Temmuz 2016)	38
Şekil 4-4 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı Durumda Doğanşehir DM'nin Gerilim Profili .	39
Şekil 4-5 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı Durumda 6227'nin (Şebekede En Fazla Gerilim Düşümü Olan Nokta) Gerilim Profili.....	39
Şekil 4-6 Fahri GES, Kerem 1 GES, Kerem 2 GES, Pamir GES ve Side GES'e Ait Üretim Profilleri (Temmuz 2016).....	42
Şekil 4-7 Doğanşehir Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç Değerleri (Temmuz 2016)	42
Şekil 4-8 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katıldığı Durumda Doğanşehir DM'nin Gerilim Profili	43
Şekil 4-9 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katıldığı Durumda 6227'nin (Şebekede En Fazla Gerilim Düşümü Olan Nokta) Gerilim Profili	43
Şekil 4-10 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Doğanşehir Fiderindeki Aktif Güç Değerleri	44
Şekil 4-11 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Doğanşehir Fiderindeki Reaktif Güç Değerleri.....	44
Şekil 4-12 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Doğanşehir DM'nin Gerilim Profili.....	45
Şekil 4-13 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda 6227'nin (Şebekede En Fazla Gerilim Düşümü Olan Nokta) Gerilim Profili	45
Şekil 4-14 Selimoğlu HES'e Ait Üretim Profilleri (Mayıs 2016)	46
Şekil 4-15 Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç (Mayıs 2016)	46
Şekil 4-16 Selimoğlu HES'e Ait Üretim Profilleri (Ekim 2016).....	47
Şekil 4-17 Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç (Ekim 2016).....	47

Şekil 4-18 Selimoğlu HES'e Ait Üretim Profilleri (Mayıs 2016)	48
Şekil 4-19 Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç (Mayıs 2016)	48
Şekil 4-20 Selimoğlu HES'e çalışma bölgeleri (Mayıs 2016)	49
Şekil 4-21 Selimoğlu HES'e Ait Üretim Profilleri (Ekim 2016).....	49
Şekil 4-22 Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç (Ekim 2016).....	50
Şekil 4-23 Selimoğlu HES'in Çalışma Bölgeleri (Ekim 2016).....	50
Şekil 4-24 Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif Güç Değerleri (Mayıs 2016)	51
Şekil 4-25 Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Araklı 3/0 Fiderindeki Reaktif Güç Değerleri (Mayıs 2016).....	52
Şekil 4-26 Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif Güç Değerleri (Ekim 2016)	52
Şekil 4-27 Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Araklı 3/0 Fiderindeki Reaktif Güç Değerleri (Ekim 2016)	53
Şekil 5-1 Örnek Sistem.....	55
Şekil 5-2 State Estimation Koduna Ait Örnek Görsel.....	56
Şekil 5-3 Paket Programa Ait Görsel.....	56
Şekil 5-4 Sinalde Kurulan 3 Baralı Örnek Sistem.....	57
Şekil 5-5 Malorsa TM Doğanşehir Fiderine Ait İndirgenmiş Sayısal Model.....	58
Şekil 5-6 Sistem Topolojisine Ait Veriler.....	59
Şekil 5-7 17 Baralı Sistem İçin Ali Abur'un Paket Programından Elde Edilen Sonuçlar	61
Şekil 5-8 Sistemden Alınan Ölçümler ve Hesaplanan Gerilim (Genlik-Açı) Değerleri.....	62
Şekil 5-9 Arsin TM/Araklı Fideri İndirgenmiş Sayısal Model.....	63
Şekil 6-1 Pilot Fiderin İndirgenmiş Şebeke Modeli.....	67
Şekil 6-2 Sistemdeki Hatların Parametreleri.....	68
Şekil 6-3 İndirgenmiş Sistemde Belirlenen Ölçüm Noktaları.....	69
Şekil 6-4 Proje Kapsamında Yapılacak Olan Kontrol Sisteminin Gösterimi	71
Şekil 6-5 Dağıtık Üretimlerin Reaktif Güç Aralıklarını Belirleyen Merkezi Yazılım.....	71
Şekil 6-6 Santral İzleme Alt Modülü	72
Şekil 6-7 Anlık Santral İzleme Alt Modülü	73
Şekil 6-8 Santral Üretim Alt Modülü.....	73
Şekil 7-1 Dağıtık Üretim Birimlerinin Şebekeye Entegrasyonuna Yönelik Prensip Şeması.....	76

Tablolar Listesi

Tablo 5-1 3 Baralı Sistem İçin Sincalden ve Yazılım Kodundan Elde Edilen Sonuçların Karşılaştırılması	57
Tablo 5-2 17 Baralı Sistem İçin Sincalden ve Yazılımdan Elde Edilen Sonuçların Karşılaştırılması	60
Tablo 5-3 6 Baralı Sistemde Sincalden ve Yazılım Kodundan Elde Edilen Sonuçların Karşılaştırılması .	64
Tablo 6-1 Algoritma Alt Modülleri ve İşlevleri.....	65
Tablo 6-2 Algoritma Modülleri ve İşlevleri	66

1. Giriş

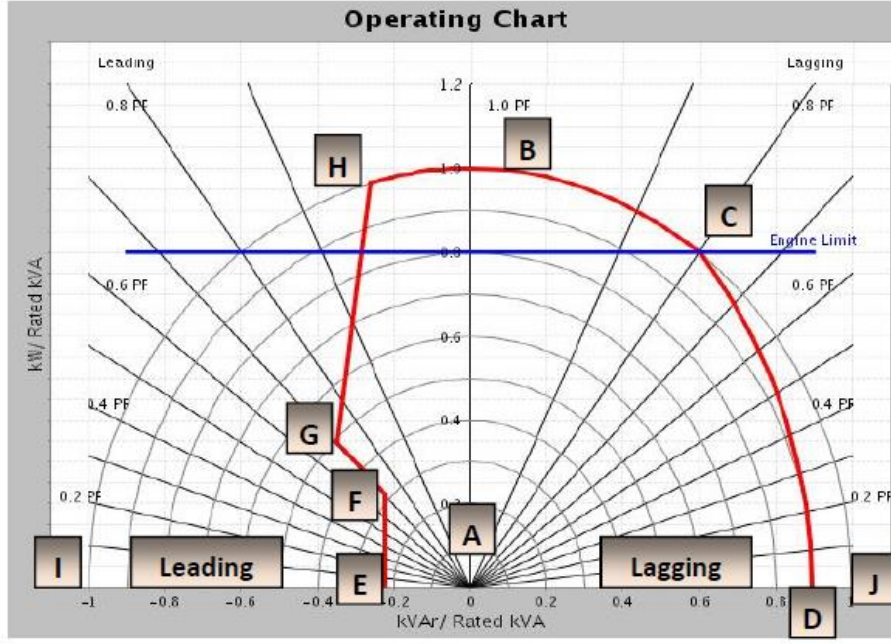
Teknolojik gelişmeler, artan nüfus ve hızlı sanayileşmeye bağlı olarak elektrik enerjisine duyulan ihtiyaç her geçen gün artmaktadır. İhtiyaç duyulan elektrik enerjisinin artışı üretim entegrasyonlarının daha fazla gündeme gelmesine sebep olmaktadır. Elektrik talebinin karşılanmasının yanı sıra sağlanan elektrik enerjisinin kalitesinin artırılması da önem arz etmektedir. Değişken kaynağa sahip yenilenebilir enerji üretim tesislerinin şebekeye entegrasyonu sonucunda oldukça önemli etkiler ortaya çıkacaktır.

Elektrik dağıtım sisteminin üretim birimlerinin entegrasyonuna olanak verecek şekilde dizayn edilmediği bilinmektedir. Konvansiyonel yöntemlerle tasarlanan dağıtım şebekeleri, genellikle aktif ve reaktif gücün, gerilimin yüksek olduğu şebeke barasından düşük olduğu baraya doğru aktığı radyal tasarıma sahip pasif sistemler olarak tasarlanmıştır. Buna bağlı olarak gerilim değerinin de şebeke içerisinde, şebeke barasından uzaklaştıkça düşeceği varsayılmıştır ve Volt/VAR kontrolü uygulamaları bu düşünceye göre uygulanmaktadır.

Şebekelerin gelişen yapısı ve artan enerji ihtiyacı doğrultusunda şebeke yönetim sistemleri geliştirilerek akıllı şebeke yapıları ile daha kompleks ve daha verimli tasarımların uygulanabilmesinin ve yönetiminin önü açılmaktadır. Dağıtım seviyesinden şebekeye bağlanan dağıtık üretim tesisleri ile şebekedeki tek yönlü enerji akışı fikri de kökten değişmiştir. Dağıtık üretimlerin entegrasyonu sonucunda şebekedeki tek yönlü güç akışı yerini çift yönlü güç akışına bırakmıştır. Dağıtık üretim birimleri fiderlerdeki güç akışı yönünü ve gerilim profillerini değiştirmektedir [3].

Mevcut durumda dağıtım şebekelerinde gerilim kontrolü ve reaktif güç kontrolü için genellikle kademe değiştiricili transformatörler, gerilim regülatörleri ve anahtarlanabilir kompanzasyon grupları gibi yöntemler kullanılmaktadır. Ancak pasif şebeke yönetimi yapısında bile sistem üzerinde geniş kapsamlı bir kontrol hedefinden ziyade lokal çözümler olarak uygulanan bu yöntemlerin, değişken ve çok yönlü yük akışına sahip karmaşık şebeke yapılarında etkin olarak uygulanabilmesi çok zordur.

Dağıtık üretim tesislerinin şebekeye dâhil olması sonucunda geleneksel gerilim ve reaktif güç kontrolleri de şebekeye adapte edilmelidir. Bu proje ile gelişen şebeke yapısına adaptasyonu yüksek ve daha yenilikçi bir yöntem olan dağıtık üretim birimlerinin reaktif güç değerlerinin, üretim birimlerinin (hidroelektrik ve güneş enerjisi santralleri) tasarım sınırlarına ve ilgili şebeke yönetmeliklerine uygun olarak değiştirilmesi ile reaktif güç kontrolünün sağlanması amaçlanmaktadır. **Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği'nde bulunan 42. Maddeye göre; "İletim sistemine bağlı kurulu gücü 30 MW ve üstünde olan lisanslı tüm üretim tesisleri ve dağıtım sistemine bağlı lisanslı tüm üretim tesislerinin aşırı ikazlı olarak 0.85 ve düşük ikazlı olarak 0.95 güç faktörleri arasında otomatik gerilim regülatörü vasıtasıyla ve/veya iletim veya dağıtım sistem işletmecisinin talimatları doğrultusunda reaktif güç kontrolüne katılımları zorunludur. Sistem İşletmecisi'nin gerekli gördüğü durumlarda iletim sistemine bağlı ve kurulu gücü 30 MW'tan az olan lisanslı üretim tesisleri de reaktif güç kontrolüne katılacaktır. Ancak, rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinin Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliğinde belirtilen sınırlar dâhilindeki güç faktörü değerleri için her noktada çalışabilir olmaları zorunludur."**



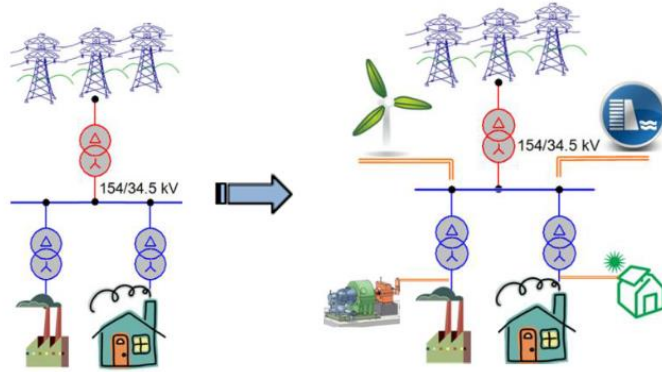
Şekil 1-1 Dağıtık Üretim Tesisleri İçin Örnek Çalışma Eğrisi

Dağıtık üretim tesislerinin reaktif güç kontrolüne katılması ile şebekenin gerilim profilinin iyileştirilmesi, güç kalitesinin artırılması, teknik kayıpların azaltılması, şebekenin değişen işletme koşullarına daha hızlı tepki verebilmesi, ilave kompanzasyon vb. yatırımlarına gerek kalmaksızın mevcut kapasite kullanılarak toplam verimliliğin artırılması amaçlanmaktadır.

2. Literatür Araştırması

Dağıtık üretimlerin miktarı, devletlerin teşvikleri ile doğru orantılı olarak dünyadaki sistemlerde artmaktadır. Dünya genelinde elektrik sistemlerinin büyük bir kısmı özelleştirilmiştir. Avrupa'daki özelleşme süreci uzun zamandan beri başarılı bir şekilde devam etmektedir. Özelleşen sistemlerle birlikte dağıtık üretime gösterilen ilgi de artmıştır. Bu artış ile enerji politikalarında ve enerji verimliliği konusunda yapılan iyileşmelerin sonucu olarak elektrik sistemlerindeki dağıtık üretim tesislerinin payı gelecekte de hızlı bir şekilde artacaktır [1]. Ülkemizde de dağıtık üretimlerin şebekeye entegrasyonu her geçen gün artmaktadır.

Dağıtık üretimlerin artışının olumlu yönde birçok etkisi bulunmaktadır. Bunun yanında dağıtım sistemleri üzerinden gerçekleştirilecek üretim entegrasyonları, bazı olası problemleri beraberinde getirebilmektedir. Dağıtım şebekelerinin tasarımında güç akışı tek yönlüdür ve bir bölgeyi besleyen hat veya kablodaki açma o bölgeyi enerjisiz bırakır. Alternatif akım sistemlerinde bulunan reaktif gücün oluşturabildiği gerilim probleminin kontrolü de tek yönlüdür [2]. Dağıtık üretimlerin entegrasyonu ile bu yapı tamamen değişmektedir. Şebeke yapısının değişmesiyle birlikte kontrol yöntemlerinin de değişmesini zorunlu kılmaktadır. Bu konudaki yaklaşım; dağıtık üretim entegrasyonunun şebekeye etkilerinin bilinmesi ve dağıtık üretim entegrasyonunun etkilerinin şebekenin lehine olmasının sağlanmasıdır. Projede gerçekleştirilmesi planlanan dağıtık üretim birimlerinin reaktif güç kontrolü ile şebekedeki reaktif güç akışı ve gerilim kontrolünün sağlanması sonucunda şebekede gerilim kararlılığının sağlanması ve şebekenin güvenilirliğinin artması gibi olumlu etkiler görülebilmektedir.



Şekil 2-1 Dağıtık Üretim Birimlerinin Şebekeye Entegrasyonu

Literatür taramasında, dağıtık üretiminin faydaları ve dağıtık üretim birimlerinin şebekeye olası etkileri genel hatlarıyla incelenmiştir. Dağıtık üretimlerin şebekeye entegrasyonunda kullanılan uluslararası standartlar, dağıtık üretim birimlerinin şebekeye bağlantısı ve reaktif güç kontrolü ile ilgili Türkiye'deki yönetmelikler hakkında bilgi verilmektedir. Dağıtık üretimlerin şebekeye bağlantısında dikkat edilmesi gereken kriterler incelenmiş olup, dağıtık üretim birimi içeren şebekelerdeki gerilim ve reaktif güç değişimleri verilmektedir. Ardından dağıtık üretim birimi içeren şebekelerde gerilim ve reaktif güç kontrolü için kullanılan yöntemler ve önerilen yöntem olan dağıtık üretimlerin reaktif güç kontrolü ile şebekede gerilim kontrolünün gerçekleştirilmesine yönelik çalışmalar detaylı olarak incelenmiştir.

2.1 Dağıtık Elektrik Üretiminin Faydaları

Fosil yakıtların tükenmeye başlamasıyla geleneksel elektrik üretiminde kullandığımız yakıtların fiyatlarında beklenmedik artışlar ve dalgalanmalar görülmektedir. Ayrıca fosil yakıtların kullanımı sonucu ortaya çıkan sera gazı salınımları küresel ısınmaya yol açmaktadır. Bu sorunlara alternatif olarak nükleer enerji gösterilse de nükleer enerjinin tehlikesi ve maliyeti göz ardı edilmemelidir. Tüm bu gelişmeler, dağıtık elektrik üretimi kavramının ortaya çıkmasına neden olmuşlardır.

Dağıtık elektrik üretiminin sistem geneline sağladığı bazı faydalar aşağıdaki gibi verilmektedir [7];

İlave şebeke yatırımlarına gerek duyulmaması: Günümüzde hem gelişmiş ülkelerde, hem de gelişmekte olan ülkelerde iletim ve dağıtım şebekeleri elektrik talebine karşı yetersiz kalmaktadır. Talebin karşılanabilmesi için yüksek maliyetli yeni yatırımların yapılması gerekmektedir. Dağıtık elektrik üretim sistemlerinin devreye girmesi sayesinde yapılması gereken yatırımlar azalacak ve maliyetler düşecektir.

Enerji verimliliği: Dağıtık elektrik üretiminin iyi planlanması durumunda, şebekedeki kayıpların azalmasına katkı sağlanacaktır. Dağıtık elektrik üretiminde uzun dağıtım hatlarındaki kayıpların, puant güç talebinde oluşan yüksek kayıpların ve üretim sırasında atık halde bırakılan ısı enerjisinin olmaması kayıpların azalmasında etkindir.

Yakıt çeşitliliği: Dağıtık üretim tesisleri, yalnızca fosil yakıt kaynaklara bağımlı olan büyük güçlü üretim tesislerine göre çok daha çeşitli enerji kaynağı ile işletilebilirler. Bunların arasında yine doğalgaz gibi fosil yakıtlarına ilave olarak hazneli elektrik santralleri, güneş, rüzgâr, tarımsal atıklar, evsel organik atıklar ve jeotermal kaynaklar sayılabilir.

Karbon salınımlarının azaltılması: Dağıtık elektrik üretiminde, birim enerji başına ortaya çıkan karbon salınımı, doğalgaza dayalı kojenerasyon santrallerinde geleneksel sistemlere göre daha azdır. (Yeni kömür bazlı termik santrallere göre %40 daha az) Rüzgâr enerjisi gibi yenilenebilir enerjilerde ise karbon salınımı hiç yoktur.

Esneklik: Dağıtık üretim tesislerinin küçük olması ve kurulumlarının hızlı bir şekilde gerçekleştirilebilmesi, serbest piyasalarda ortaya çıkan fiyat artışlarından rahat bir şekilde faydalanabilmelerini sağlar. Yerleşim yerlerindeki yoğunluk artışı veya puant tüketimin artış göstermesi sonucu ortaya çıkacak elektrik ihtiyacı artışının karşılanması, ölçeklenebilir dağıtık üretim sistemleri ile kolay ve ucuz bir şekilde gerçekleştirilebilmektedir. Ayrıca planlama ve inşaatları 5 ile 10 sene arasında yer alan merkezi güç santrallerindeki ilave risk maliyetleri ile dağıtık üretim sistemlerinde karşılaşılmaz.

Sistem genelinde arz ve talebin daha dengeli buluşması: Merkezi sistemlerde çok sayıda talep noktası bulunurken az sayıda arz noktası bulunmaktadır. Dağıtık elektrik üretiminde ise çok sayıda arz noktası bulunmaktadır. Bu durum, talep çeşitliliğinin daha uygun bir şekilde karşılanmasını sağlamaktadır. Akıllı şebeke yönetimi sayesinde, ihtiyaç olduğunda talep noktalarının arz noktaları olarak vazife görmeleri de mümkün olmaktadır.

Yöresel kalkınma: Dağıtık enerji tesislerinin çoğu yakın lokasyonlarda bulunan mevcut yakıt kaynaklarını kullanır. (Biyo-kütle, belediye atıkları gibi). Ayrıca dağıtık üretim birimlerinin kurulumunda bölgede yeni iş olanakları ortaya çıkmaktadır. (Binalarda fotovoltaik panel montajı) Bu sayede sürdürülebilirliği daha uzun bir kalkınma sağlanmaktadır.

Arz sürekliliği: Geleneksel merkezi dağıtım şebekelerinde oluşan arızalar sebebiyle çok sayıda tüketici enerjisiz kalmaktadır. Dağıtık elektrik üretiminde ise, arızalanan bir sistemde çok daha az sayıda tüketici etkilenmektedir. Ayrıca akıllı şebeke yönetimi sayesinde, sistem arızasında bile diğer sistemlere yönlendirilerek tüketiciye elektrik enerjisi sağlanması mümkündür.

Arz güvenliği: Merkezi dağıtım ve iletim sistemlerinin arızalanma olasılıkları, üretim sistemlerine göre çok daha fazladır. Tüketiciler tarafından ihtiyaç duyulan güvenlik ve güç kalitesini yakalamak için merkezi dağıtım ve iletim sistemlerinde yüksek maliyetli yatırımlar gerekebilmektedir. Buna karşılık, dağıtık elektrik üretiminde istenen her güvenlik düzeyinin yakalanması için düşük maliyetli çözümler mevcuttur (Örnek, ABD’de sivil havacılık navigasyon istasyonlarında şebeke yerine fotovoltaik sistemlerin arz güvenliği için tercih edilmesi).

2.2 Dağıtık Üretim Birimlerinin Şebekeye Olası Etkileri

Dağıtık üretim tesislerinin şebekeye entegrasyonu sonucunda oluşacak etkiler; dağıtık üretim tesisinin büyüklüğü ve dizaynına (bağlantı transformatörü, empedansı, konverter tipi), dağıtık üretim tesisinin kaynağına (GES, HES, RES), tesisin dağıtım şebekesindeki konumuna ve bağlandığı dağıtım şebekesinin karakteristiğine bağlıdır.

Dağıtık üretim tesislerinin entegrasyonu ile şebekede kısa devre problemleri, yük akışı problemleri, adalaşma, koruma koordinasyonunun bozulması, harmonik ve fliker problemleri görülebilmektedir. Şebekede oluşabilecek problemleri dağıtık üretim tesisinin reaktif güç üretme ve tüketme kapasitesinin olup olmaması, sabit ya da değişken güç üretimine sahip olması, aktif ve reaktif güç kontrol zorunluluğunun olup olmaması, konverter yapısı gibi faktörler etkilemektedir. Dağıtık üretim tesislerinin şebekeye entegrasyonu sonucu oluşabilecek problemler aşağıda verilmektedir [1].

- Dağıtık üretim tesislerinde kullanılmakta olan konverter yapıları, şebekede fliker oluşmasına ve harmonik akımlarının yükselmesine sebep olmaktadır. Teknolojinin gelişmesiyle harmonik ve fliker standartlara göre sınırlandırılmaktadır. Ayrıca bağlantı noktasındaki kısa devre gücüne ve güç iletimi mesafesine bağlı olarak analiz yapılması gerekebilmektedir.
- Dağıtık üretim tesisleri ile şebekede çift yönlü güç akışı meydana gelmektedir. Mevcut şebekeler tek yönlü güç akışı dikkate alınarak tasarlanmıştır. Güç akışının çift yönlü olarak değişmesiyle sistemdeki reaktif güç kontrol yapısı ve sisteme ait koruma koordinasyonu değişmektedir.
- Dağıtık üretim biriminin, enerjiyi tüketecek yüke yakın bir konumdan şebekeye bağlanması dağıtım mesafesini azaltacağı için karşılaşılabilecek problemler de azalacaktır.

-
- Dağıtık üretim tesisleri uzun hatlar ile dağıtım şebekesine bağlanabilmektedir. Hatların uzun olması ve kesitin uygun seçilmemesi sonucunda, dağıtım şebekesi bağlantı noktasında ve üretim tarafında gerilim yükselmesi problemleri görülmektedir. Üretim miktarı, bağlanılan dağıtım noktası, hattın paralel devre sayısı ve kesidi gerilim yükselmesi miktarını doğrudan etkilemektedir. Üretim tarafında gerilimin yükselmesi sonucunda reaktif güç üretimi sınırlandırılmaktadır ve de gerilimin düşürülmesi için sistemden reaktif güç çekilmesi gerekebilmektedir.
 - Dağıtık üretim tesisleri bağlandıkları noktada kısa devreye katkıda bulunurlar. Bunun sonucunda bağlantı noktasındaki baranın dizayn değerlerine göre daha büyük kısa devre akımları oluşabilmektedir.
 - Şebekede oluşan bir kısa devre sonucunda adalaşma oluşabilmektedir. Adalaşan kısımda frekans ve gerilim kontrolü istenilen düzeyde kontrol edilemeyeceği için can ve sistem güvenliği açısından büyük riskler oluşabilir. Adalaşmayı engelleyebilmek için gerilim ve frekans rölelerinin kullanılması önerilmektedir. IEEE 1547 standardına göre adalaşma durumunda aktif olarak koruma yapabilecek inverter yapısı seçilmelidir.
 - Üretim tesislerinin konumunun yanlış seçilmesi sonucunda şebekedeki gerilim profili bozulmaktadır. Ayrıca üretim tesislerinin konumları şebekedeki kayıpların artmasına ya da azalmasına sebep olmaktadır. Kayıpların artmaması dikkate alınarak konumlandırma yapılmalıdır.

2.3 Dağıtık Üretimlerin Şebekeye Entegrasyonu ile İlgili Kullanılan Uluslararası Standartlar

Dağıtık üretim birimlerinin şebekeye entegrasyonu ile ilgili uluslararası yönetmelik ve standartların bazıları aşağıda bulunmaktadır.

- Technical Guideline BDEW. Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network-Guideline for Generating Plants Connection to and Parallel Operation with the Medium Voltage Network (GER)
- IEEE 1547 – IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- EON – Distributed Generation Connection Guide – G59/2
- ESKOM Guideline – Distribution Guide – Part 1 (SA) Network Planning Guideline for Embedded Generation Energy network association (ENA) – G83/1-1 Stage 2 to the Dist. Network (UK)
- Northern Island Assembly (UK) – Renewable Energy Grid Connection
- National Wind Power – Solution for the connection and operation of DG
- Policy for the Connection of DG in Scotland

Dağıtık üretim birimlerinin şebekeye entegrasyonları ile ilgili BDEW ve IEEE standartlarında önemli bilgiler bulunmaktadır.

2.3.1 IEEE 1547

- Dağıtık üretim birimlerinin kontrolü dinamik olarak yapılabilmelidir.
- Enerjisiz kalmış bir şebeke hiçbir zaman dağıtık üretim birimi tarafından enerjilendirmemelidir. Yani şebekede adalaşma durumu oluşmamalıdır.
- Şebekeye dağıtık üretim birimi eklenmesi, dağıtım bağlantı noktasında bir ayar değişikliğine neden olmamalıdır.
- Birçok işletme ve mühendislik danışmanları hem yükü hem üretim biriminin çıkışını izleyen ve bu çıkışı sürekli olarak sistem yükünün altında olacak şekilde kontrol eden yapılar düşünmüşlerdir. Bu yapının amacı sistem dışına güç çıkışını engelleyerek yanlış açmaların önüne geçebilmektir. Bunun için yeterli bir pay bırakılmalı ve kontrol hızlı olmalıdır. Bir cihaz, sistem yükünü bağlantı noktasında izleyebilmeli ve verilere göre üretim birimi çıkışını yükten her zaman az olacak şekilde kontrol edebilmelidir.
- Dağıtık üretim birimleri, sistem gerilimini belirtilen sınırların (%5) dışına çıkarmamalıdır.
- Dağıtık üretim birimlerinin çıkışlarındaki elektriksel parametreler sürekli olarak izlenebilmelidir.
- Dağıtık üretim birimleri hiçbir zaman enerjisi kesilmiş bir fideri enerjilendirmemelidir. Böylece can ve mal kayıplarının önüne geçilmesi sağlanabilmektedir.
- Dağıtık üretimler, kullanıcılar tarafından fark edilebilecek bir fliker etkisi oluşturmamalıdır. Üretim birimini dağıtım merkezine yakın kurmak fliker problemlerinin azaltılmasına yönelik fayda sağlayabilmektedir. Fliker ve gerilim çökmeleri dinamik olarak tepki verebilen reaktif güç düzenleyicileri ile çözülebilmektedir.
- Dağıtık üretim birimi tarafından şebekeye aktarılan harmoniklerin sorumluluğu üretim birimine aittir. Dağıtım şebekesindeki mevcut harmoniklerin sorumluluğu ise dağıtım şirketine aittir.
- Üretim entegrasyonu için yapılacak olan bağlantı analizi;
 - Şebeke noktalarına olacak kısa devre katkıları
 - Minimum ve maksimum yük durumuna göre yükün ve üretim birimi çıkışının karşılaştırmalı analizleri
 - Şebeke bağlantı noktası dışına doğru oluşabilecek aktif ve reaktif güç çıkışları
 - Üretim biriminin entegrasyonu sonucu sistemde bulunan lokal koruma elemanlarının ayar değerlerinin uygunluğu

koşullarını açıklayabilmelidir.

2.3.2 BDEW

- Orta gerilim sistemindeki dağıtık üretim tesislerinin kararlı durumda gerilim kontrolüne katılmaları gerekmektedir.
- Dağıtık üretim tesislerinin dağıtım şebekelerine entegrasyonunun artmasıyla şebekedeki gerilim kontrolünün önemi artmaktadır. Dağıtık üretim tesislerinden gerilim kontrolü desteği şuanlık istenmemektedir. Fakat şebekede arıza olması durumunda şebeke gerilimi, reaktif güç iletimi ile desteklenmelidir.
- Üretim tesislerinin tümüne ait güç faktörleri her işletme şartında $\cos\phi=0,95$ (endüktif/kapasitif) koşulunu sağlayabilmelidir.
- Dağıtım sistemindeki üretim birimleri teknik anlamda aşağıdaki özelliklere sahip olmalıdır.
 - Şebekede arıza olması durumunda şebeke gerilimi, reaktif güç iletimi ile desteklenmelidir ve dağıtık üretim tesisi şebekeden ayrılmamalıdır.
- Orta gerilim şebekesine birden fazla dağıtık üretim tesisi bağlı ise hepsinin toplam etkisi gözetilmelidir.
- Dağıtık üretim tesislerinin normal işletme koşullarında orta gerilim bağlantı noktasında oluşturacağı maksimum gerilim değişimi, üretim tesisinin bulunmadığı şebekeye göre %2'den fazla olmamalıdır.
- Tek bir bağlantı noktasında bulunan generatörün veya generatörlerin devre dışı kalması sonucu oluşan gerilim değişimi %5'ten büyük olmamalıdır.
- Bağlantı noktasında, üretim tesislerinin oluşturacağı kısa devre katkıları, tüm sistem ile birlikte değerlendirilmelidir. Üretim tesisi sebebiyle şebekedeki kısa devre tasarım değeri aşıyorsa bu durumu önleyici tedbirler alınmalıdır.

2.4 Dağıtık Üretim Birimlerinin Bağlantısı ve Reaktif Güç Kontrolü İle İlgili Türkiye'deki Yönetmelikler

Bu bölümde ülkemizde kullanılan dağıtım şebekesi yönetmeliklerindeki dağıtık üretim tesislerinin şebekeye bağlantısı ve reaktif güç kontrolü ile ilgili bilgi içeren kısımlar anlatılmaktadır. Ayrıca dağıtım sisteminden bağlanan üretim santralleri için yol gösterici niteliği olması sebebiyle iletimden bağlanan üretim tesisleri hakkındaki yönetmeliklerden de bazı kısımlar bulunmaktadır.

2.4.1 Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği

İkinci Kısım, Üçüncü Bölüm

Üretim tesislerinin tasarım ve performans esasları

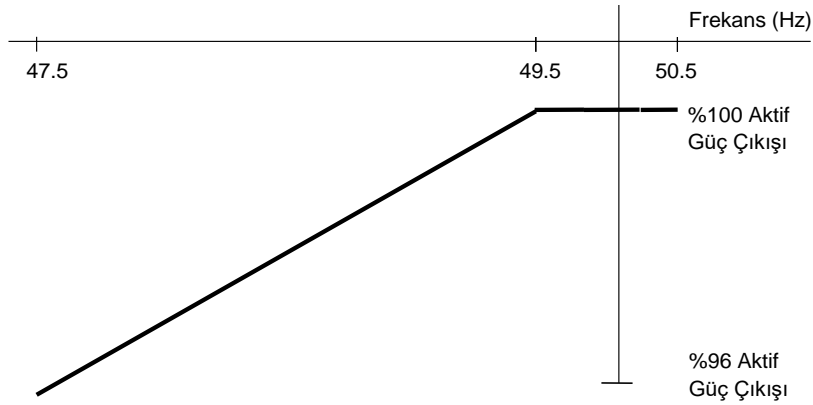
Madde 12

- Üretim tesislerine ilişkin tasarım ve performans şartları, TEİAŞ'ın bir dağıtım barasına veya dağıtım sistemine bağlı ünitelerin uyması gereken teknik ve tasarım kriterlerini kapsar.

Madde 13

- Üniteler, aşırı ikazlı olarak 0,85 ve düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörleri arasında nominal güç çıkışını sağlayacak kapasitede olur.
- Ünitenin kısa devre oranı; termik ve kombine çevrim gaz türbin üniteler için 0,5, kurulu gücü 10 MW ve altındaki hidroelektrik üniteler için 0,75 ve 10 MW'ın üzerindeki hidroelektrik üniteler için ise 1'den küçük olamaz.
- Senkron kompensatör olarak çalışan üniteler sıfır güç faktörü ile çalışabilecek, termik üniteler, aşırı ikaz ile çalıştırıldığında nominal güçlerinin %75'ine kadar reaktif güç verebilecek, düşük ikaz ile çalıştırıldığında ise %30'una kadar reaktif güç tüketebilecek, hidroelektrik üniteler, aşırı ikaz ile çalıştırıldığında nominal gücünün %75'ine kadar reaktif güç verebilecek, düşük ikaz ile çalıştırıldığında ise %60'ına kadar reaktif güç tüketebilecek kapasitede olur. Bu kapasite değerlerine bağlantı anlaşmasında yer verilir. Dağıtım şirketi; kullanıcılar arasında herhangi bir ayırım gözetmeksizin TEİAŞ ile de koordinasyon yaparak bu kapasitelerin değiştirilmesine izin verebilir.
- Ünite; a) 50.5 - 49.5 Hz aralığındaki sistem frekans değişimleri için sabit nominal aktif güç çıkışı verebilecek,

b) 49.5 – 47.5 Hz aralığındaki sistem frekans değişimleri için ise, Ek-2'deki doğrusal karakteristikteki değerlerden daha yüksek aktif güç çıkışı verebilecek, kapasitede olmalıdır.



Şekil 2-2 Ünite Güç Çıkışının Frekansa Göre Değişimi

- Normal işletme koşullarında, ünitenin aktif güç çıkışının, gerilim değişimlerinden etkilenmemesi gerekir. Bu durumda ünitenin reaktif güç çıkışının \pm %5 gerilim değişim aralığı içinde tümüyle emreamade olması gerekir.

Jeneratör kontrol düzenekleri

Madde 14

- Her ünite; bağlı olduğu sisteme verdiği aktif ve reaktif gücün sürekli modülasyonu ile gerilim ve 22/1/2003 tarihli ve 25001 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasası Şebeke

Yönetmeliği çerçevesinde frekans kontrolüne katkıda bulunabilecek şekilde tasarılanmış kontrol düzeneklerine sahip olur.

- Ünitenin gerilimini sabit tutan otomatik ikaz kontrol sistemi ve gerilim regülatörü ile ilgili olarak;
 - İkaz kontrol teçhizatı ve güç sistemi dengeleyicileri için teknik bilgiler ayrıntılı olarak bağlantı anlaşmasında belirtilir.
 - Sistem kararlılığına ve çalışma aralığında ikaz akımı sınırlarına uygun olarak ünitenin reaktif güç çıkışını sınırlayan reaktif güç sınırlayıcıları bağlantı anlaşmasında belirtildiği şekliyle tesis edilir ve ayarlanır.
 - Gerilim kontrolüne ilişkin olarak, sabit reaktif güç çıkışı kontrol modları ve sabit güç faktörü kontrol modları da dahil olmak üzere, diğer kontrol teçhizatı bağlantı anlaşmasında belirtilir.
 - İkaz kontrol sistemi, ünite gücünün sıfırdan tam yüke kadar yavaş yavaş artırılması durumunda, çıkış geriliminin önceden saptanan nominal değerinden %0,5'ten daha fazla değişmemesini sağlayabilecek hassasiyette olur.
 - Ünitenin büyük bir gerilim değişimine maruz kalması durumunda, çıkışı otomatik gerilim regülatörü tarafından kontrol edilen ikaz kontrol sistemi, jeneratör ikaz sargısının alt ve üst gerilim sınırlarına 50 milisaniyeyi geçmeyecek kadar kısa bir süre içinde ulaşabilmelidir.
 - Ünitenin, sistemde ortaya çıkabilecek 0-5 Hz arasındaki düşük frekanslı elektromekanik salınımlarına karşı otomatik gerilim regülatöründe elektriksel sönümlenme sağlama özelliğine sahip bir güç sistemi dengeleyicisi bulunur. Güç sistemi dengeleyicisinin ayarları dağıtım şirketi ile kullanıcı tarafından birlikte yapılır.
- Ünitelerin devreye alınması veya çıkarılması işlemleri, sistemde aşırı yüklenme ve gerilim dalgalanmalarına yol açmadan gerçekleştirilir.

2.4.2 Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği

Yedinci Bölüm

Reaktif güç kontrol hizmeti tedarik esasları

Madde 42

- İletim sistemine bağlı kurulu gücü 30 MW ve üstünde olan lisanslı tüm üretim tesisleri ve dağıtım sistemine bağlı lisanslı tüm üretim tesislerinin aşırı ikazlı olarak 0,85 ve düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörleri arasında otomatik gerilim regülatörü vasıtasıyla ve/veya iletim veya dağıtım sistem işletmecisinin talimatları doğrultusunda reaktif güç kontrolüne katılımları zorunludur. Sistem İşletmecisi'nin gerekli gördüğü durumlarda iletim sistemine bağlı ve kurulu gücü 30 MW'tan az olan lisanslı üretim tesisleri de reaktif güç kontrolüne katılacaktır. Ancak, rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinin Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliğinde belirtilen sınırlar dâhilindeki güç faktörü değerleri için her noktada çalışabilir olmaları zorunludur.

2.4.3 Reaktif Güç Desteği Sağlanmasına Dair Yan Hizmet Anlaşması

Bu anlamada iletim sisteminden bağlanan üretim tesislerinden bahsedilmektedir.

Reaktif Güç Destek Hizmetinin Tanımı ve Özellikleri

- Üretici, Reaktif Güç Desteği Sağlanmasına Dair Yan Hizmet Anlaşması kapsamında yer alan üretim tesislerinin her bir ünitesinde, ilgili tesisin bağlı olduğu baranın gerilimini, BYTM ve/veya Sistem İşletmecisi tarafından belirlenen set değerinde regüle etmek amacıyla, generatör terminalinde;
 - Zorunlu olarak, o ünitenin nominal gücüne göre, aşırı ikazlı olarak 0,85 güç faktörüne, düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörüne tekabül eden reaktif güç değerlerine, nominal çıkış gücü ve minimum kararlı üretim düzeyleri arasındaki her noktada gerektiğinde ulaşabilir olmasını sağlayacak,
 - Belirtilen bu zorunlu değerlere ulaşıldığı halde, bara geriliminin istenen bara set değerinde regüle edilemediği durumlarda, Bölgesel Yük Tevzi Merkezi (BYTM) veya Sistem İşletmecisi'nin gerekmesi halinde vereceği talimatlar doğrultusunda da, o anki işletme koşullarındaki generatör yüklenme eğrisi sınırlarında, reaktif güç destek hizmeti verecektir.

2.4.4 Elektrik Şebeke Yönetmeliği

İkinci Kısım, İkinci Bölüm

Reaktif Enerjinin Kompanzasyonu

Madde 14

- İletim sistemine doğrudan bağlı tüketiciler ve dağıtım lisansına sahip tüzel kişiler tarafından; aylık olarak sistemden çekilen endüktif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjiye oranı yüzde yirmiyi, aylık olarak sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjiye oranı ise yüzde onbeşi geçemez.
- Birinci fıkranın uygulanmasında aşağıda yer alan esaslar dikkate alınır:
 - TEİAŞ transformatör merkezlerinde 36 kV ve altı gerilim seviyesinden bağlı kullanıcılar için; aynı baradan birden fazla kullanıcının beslenmesi durumunda, kullanıcının sistemden çektiği endüktif veya sisteme verdiği kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjiye oranının tespitinde, bu kullanıcının o barada ölçülen aktif/reaktif enerjinin toplamı alınarak değerlendirme yapılır. Ancak, bir transformatör merkezinde aynı kullanıcının bağlantısı birden fazla ve farklı baralar ile gerçekleşiyor ise değerlendirme, kullanıcı için her bir barada ayrı ayrı yapılır.
 - İletim sistemine 36 kV üstündeki gerilim seviyelerinden tek bir hat ile doğrudan bağlı veya birden fazla hat ile kullanıcı tesisindeki aynı baraya bağlı kullanıcının birden fazla ölçüm noktası var ise, sistemden çekilen endüktif veya sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjiye oranının tespitinde, bu ölçüm noktalarındaki aktif/reaktif enerjinin toplamı alınarak değerlendirme yapılır. İletim sistemine 36 kV üstündeki gerilim seviyelerinden birden fazla hat ile kullanıcı tesisindeki ayrı baralara doğrudan bağlı kullanıcının sistemden

çektığı endüktif veya sisteme verdiği kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjiye oranının tespitinde ise, bu kullanıcının iletim sistemine bağlı olduğu her bir bara için ayrı değerlendirme yapılır.

- İkinci fıkradaki esaslar çerçevesinde ölçülen toplam aylık aktif enerji tüketimi dikkate alınarak hesaplanan aylık ortalama güç miktarının; söz konusu ölçüme tabi noktalarda ölçümün yapıldığı aydan geriye dönük 12 ayın demand ölçüm değerleri dikkate alınarak belirlenmiş maksimum eş zamanlı demand değerlerinin toplamına oranının yüzde beşten daha az olması halinde o ay için birinci fıkrada yer alan oranlar için hesaplama yapılmaz.
- Reaktif enerjiye ilişkin olarak birinci fıkrada belirtilen oranlara uyulmaması durumunda, kullanıcılara uygulanacak yaptırımlar bağlantı ve sistem kullanım anlaşmalarında düzenlenir.

İkinci Kısım, Üçüncü Bölüm

Üretim tesislerinin tasarım ve performans esasları

Madde 20

- Üretim tesislerine ilişkin tasarım ve performans şartları iletim sistemine doğrudan bağlı üniteler ile kullanıcı sistemlerine bağlı ünitelerin uyması gereken teknik ve tasarım kriterlerini kapsar.
- 30 MW kurulu gücün altındaki termik ve hidroelektrik üretim tesisleri bu şartların dışındadır. Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için Ek-18'de yer alan şebeke bağlantı kriterleri geçerlidir.
 - Kurulu gücü 30 MW ve üzerinde olup iletim sisteminden bağlı olan üretim tesisleri de bu bölümde yer alan reaktif güç kontrolü hizmetine ilişkin şartlara uymak zorundadır. Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için reaktif güç kontrolü ile ilgili Ek-18'de yer alan şebeke bağlantı kriterleri geçerlidir.
 - Konvansiyonel tip senkron jeneratörler, nominal aktif güçleri seviyesinde üretim yaptıkları durumda jeneratör terminallerinde sürekli çalışmada aşırı ikazlı olarak 0,85 düşük ikazlı olarak da 0,95 güç faktörü sınır değerleri arasında her noktada çalışabilme yeteneğine sahip olmak zorundadır. Çıkış güçleri nominal aktif çıkış güçlerinin altındaki seviyelerde ise jeneratörler, P-Q jeneratör yüklenme kabiliyet eğrilerindeki performans çizelgesinde belirtilen reaktif güç kapasite sınırları arasında her noktada çalışabilme yeteneğine sahip olmak zorundadır. Ancak işletmedeki mevcut üretim tesisleri için sistem işletmecisinin uygun görüşü doğrultusunda lisans tadili yapılmak suretiyle mevcut jeneratörlerin nominal aktif güçlerini arttırmayı talep etmeleri halinde jeneratör terminallerinde güç faktörlerini aşırı ikazlı olarak en fazla 0,9 değerine çekebilecek şekilde lisans gücünü arttırabilir. Bu durumda üretici Reaktif Güç Desteği Sağlanmasına Dair Yan Hizmet Anlaşmaları kapsamında sistem işletmecisinin talebi durumunda jeneratörün aşırı ikazlı olarak 0,85 güç faktöründeki nominal aktif güç seviyesine inmeyi, bu talebin yerine getirilmesi sonucunda ortaya çıkabilecek herhangi bir dengesizlikten dolayı veya Elektrik Piyasası Yan

Hizmetler Yönetmeliği kapsamında herhangi bir bedel talep etmemeyi ve sistem işletmecisi tarafından belirlenecek tüm özel yükümlülükleri yerine getirmeyi kabul ve taahhüt etmekle yükümlüdür.

- Ünitenin kısa devre oranı; termik ve kombine çevrim gaz türbini üniteleri için 0,5 kurulu gücü 10 MW ve altındaki hidroelektrik üniteler için 0,75 ve 10 MW'ın üzerindeki hidroelektrik üniteler için ise 1,0'dan küçük olamaz.
- Senkron kompensatör olarak çalışabilme özelliğine sahip üniteler, sıfır güç faktörü ile çalışabilecek, termik üniteler, aşırı ikaz ile çalıştırıldığında nominal güçlerinin %75'ine kadar reaktif güç verebilecek, düşük ikaz ile çalıştırıldığında ise %30'una kadar reaktif güç tüketebilecek, hidroelektrik üniteler, aşırı ikaz ile çalıştırıldığında nominal görünür gücünün %75'ine kadar reaktif güç verebilecek, düşük ikaz ile çalıştırıldığında ise %60'ına kadar reaktif güç tüketebilecek kapasitede olmak zorundadır. Üretim tesisinin senkron kompensatör özelliğine sahip olması gerekliliği bağlantı anlaşmasının imzalanması öncesinde TEİAŞ tarafından belirlenir.
- Normal işletme koşullarında, iletim sistemine doğrudan bağlı bir ünitenin aktif güç çıkışı, gerilim değişimlerinden etkilenmemelidir. Bu durumda ünitenin reaktif güç çıkışı 400 kV, 154 kV ve 66 kV ile altındaki gerilimlerde $\pm 5\%$ gerilim değişim aralığı içinde tümüyle emreamade olmak zorundadır.

Üçüncü Kısım, Birinci Bölüm

İletim Sistemine Bağlantı Esasları

Madde 33

- İletim sistemi ile kullanıcılar arasındaki bağlantı, bu Yönetmelik hükümlerine uygun olarak tesis edilir.
- TEİAŞ'ın bir dağıtım barasına veya bu baraya bağlı dağıtım sistemine bağlanacak üretim tesisinin/tesislerinin toplam kurulu gücü 50 MW'ı geçemez. Bu gücün 50 MW ve üzeri olması durumunda bağlantı iletim seviyesinden yapılır. Ancak, orta gerilimden sadece üretim tesisinin bağlı olduğu 400/33 kV merkezlerde bir dağıtım barasına bağlanacak üretim tesislerinin toplam kurulu gücü, ilgili baranın kısa devre arıza akım sınırını aşmaması kaydıyla, 50 MW'ı geçebilir. Transformatör merkezlerinde yer alan fiderlerin ve transformatör kapasitesinin verimli kullanılması için; fider tahsis talepleri, fider yüklenme durumları göz önüne alınarak dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından yapılır. Teknik gereksinim halinde TEİAŞ tarafından transformatör merkezinde gerekli fider değişikliği ve/veya düzenlemesi ilgili dağıtım lisans sahibi tüzel kişiye bildirilir. 10 MW'ın altındaki üretim tesisleri için müstakil fider tahsisi yapılmaz. Bununla beraber, 10 MW altında kurulu gücü olan ve en yakın bağlantı noktası bir transformatör merkezi olan üretim tesisleri için yakınlarda bağlanılabilecek dağıtım sistemine ait bir nokta olmaması, söz konusu transformatör merkezinde kullanılabilecek bir fider bulunması, söz konusu fiderin ileride dağıtım şirketlerince kullanılma olasılığının bulunmaması ve dağıtım şirketinin de uygun görüşü alınması halinde müstakil fider tahsisi yapılabilir.

Altıncı Kısım, İkinci Bölüm

Reaktif Güç Kontrolü

Madde 109

- Kurulu gücü 30 MW ve üzerinde olup iletim sisteminden bağlı olan lisanslı tüm üretim tesislerinin aşırı ikazlı olarak 0,85 ve düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörleri arasında otomatik gerilim regülatörü vasıtasıyla sürekli olarak ve/veya öncelikle BYTM ve ardından iletim sistem işletmecisinin talimatları doğrultusunda reaktif güç kontrolüne katılımları zorunludur. Ancak, rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinin Ek-18'de belirtilen sınırlar dâhilindeki güç faktörü değerleri için her noktada çalışabilir olmaları zorunludur. Üretim üniteleri step-up transformatörleri ile 154 kV – 380 kV iletim sistemine direk olarak bağlı olmayan ve üretim ile tüketim tesisleri aynı üretim barasında bulunan, bu tüketim tesislerinin elektrik, ısı ve/veya buhar ihtiyaçları doğrultusunda çalışan ve bu durumu TEİAŞ'a kabul edilebilir şekilde ispatlayan üretim tesisleri, bu madde kapsamından muaftır
- Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümleri uyarınca aşırı ikazlı olarak 0,85 ve düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörleri arasında nominal aktif güç seviyesinde çıkış verilmesini sağlayan kapasitenin dışındaki reaktif güç kapasitesi sağlamak ve/veya senkron kompensatör olarak çalışmak üzere reaktif güç kontrolüne ilişkin yan hizmet anlaşması kapsamında bulunan üretim tesislerinin otomatik gerilim regülatörü vasıtasıyla ve/veya öncelikle BYTM ve ardından iletim veya dağıtım sistem işletmecisinin talimatları doğrultusunda reaktif güç kontrolüne katılımları zorunludur.
- Reaktif güç kontrol hizmeti, Ek-17'de yer alan reaktif güç desteği sağlanmasına ilişkin performans testleri sonucunda reaktif güç kontrol hizmeti verme yeterliliğine sahip olduğu tespit edilen üretim tesislerinden sağlanır.
- TEİAŞ ile reaktif güç kontrolü hizmeti sağlanmasına ilişkin yan hizmet anlaşması imzalamış olan üretim tesislerinin sistem gerilimini düzenlemek amacıyla jeneratör veya senkron kompensatör olarak çalışması suretiyle sisteme reaktif güç verilmesi veya sistemden reaktif güç çekilmesine ilişkin talimatlar BYTM ve/veya sistem işletmecisi tarafından ilgili üretim tesislerine bildirilir. Verilen talimatlar kapsamında ünitelerin güç transformatörlerinin kademe ayarlarına ilişkin detaylar da yer alır. Üretim tesisinin belirtilen güç faktörleri arasında dakikalar içinde tepki vermesi ve söz konusu tepkiyi sınırsız defa sağlaması esastır. Talimatların sona ermesine ilişkin bildirimler yine BYTM ve/veya sistem işletmecisi tarafından ilgili üretim tesislerine yapılır.
- Bu madde kapsamındaki üretim tesisleri, yukarıdaki fıkralarda açıklanan yöntemlerle bağlı oldukları yüksek gerilim barasının gerilim değerini ayarlayabilmek için, ilgili kontrol sistemlerine istenilen yüksek gerilim ayar değerini girmek suretiyle yüksek gerilim barasını kontrol edebilen bununla beraber yüksek gerilim bara ayar değerinin sistem işletmecisi tarafından uzaktan kontrol sistemi aracılığıyla gönderilmesi halinde de bu yüksek gerilim ayar değerini otomatik olarak alan ve yüksek gerilim barası kontrolünü bu yüksek gerilim ayar değeri doğrultusunda yapabilecek olan kontrol sistemini kurmakla yükümlüdür.

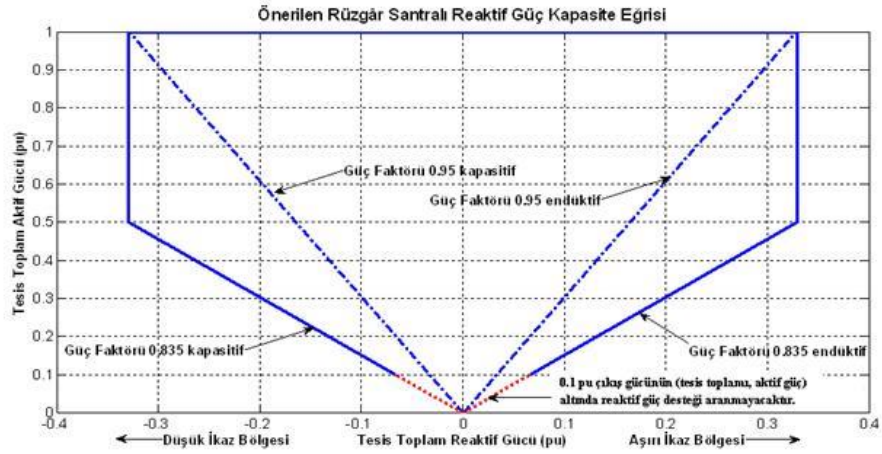
EK 18

E.18.1 Kapsam

- Bu kriterler, iletim sistemine bağılı rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisleri ile kurulu gücü 10 MW ve üzerinde olan dağıtım sistemine bağılı rüzgar enerjisine dayalı üretim tesislerine uygulanır. Bu ekte yer almayan konular için bu yönetmeliğin ilgili hükümleri geçerlidir.

E.18.5 Reaktif Güç Kapasitesi

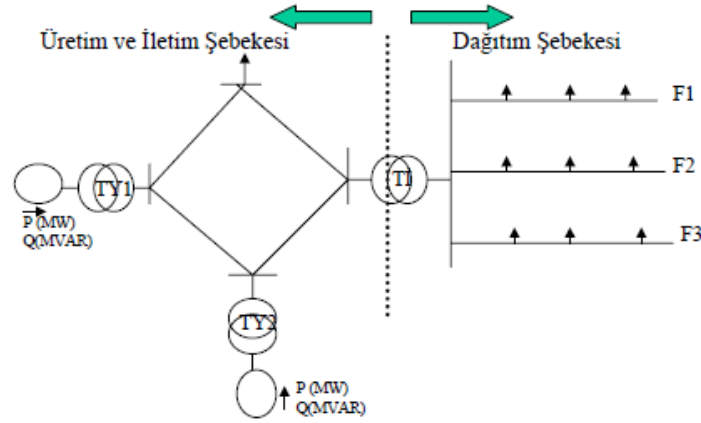
- Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi, iletim veya dağıtım sistemi bağlantı noktasında Şekil 2-3'te koyu çizgilerle belirtilen sınırlar dahilindeki reaktif güç değerleri için her noktada sürekli olarak çalışabilir olmak zorundadır.



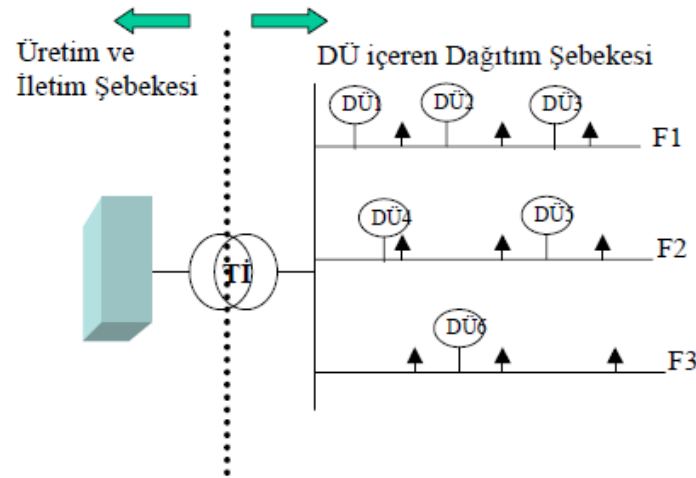
Şekil 2-3 Rüzgâr Santrali Reaktif Güç Kapasite Eğrisi

2.5 Dağıtık Üretim Birimlerinin Şebekeye Bağlantısında Dikkat Edilmesi Gereken Teknik Kriterler

Santrallerde üretilen elektrik enerjisi önce iletim sonra dağıtım şebekeleri üzerinden tüketicilere ulaştırılmaktadır. Dağıtım şebekelerinde dağıtık üretim tesisleri tarafından üretilen elektrik enerjisi ile enerjinin tüketicilere doğrudan ulaştırılması sağlanmaktadır (Şekil 2-5). Bu durum şebekede bazı belirsizlik ve teknik sınırlamalara neden olmaktadır [20].



Şekil 2-4 Merkezi Üretim ve Dağıtım



Şekil 2-5 Dağıtık Üretim İçeren Dağıtım Şebekesi

Dağıtım şebekesine dağıtık üretim birimlerinin entegrasyonu ile ilgili ülkelerin farklı yönetmelikleri bulunmaktadır. Bazı ülkelerin oluşabilecek riskleri hesaplayan formülleri de bulunmaktadır [12-13]. Dağıtık üretim birimlerinin şebekeye olumsuz etkileri önlemek amacıyla bazı analizler yapılması gerekmektedir. Gerçekleştirilmesi gereken analizler belirlenirken, üretim sisteminin tipi, uygulanacak bölge ve gücün iletileceği hat mesafesi gözletilmektedir. Dağıtık üretim birimlerinin entegrasyonu için gerçekleştirilmesi gereken analizler ve bu analizlerin hangi problemleri çözebileceği genel olarak aşağıda tanımlanmıştır [1].

Kısa Devre Analizi: Dağıtım sistemine bağlanılan noktada, üretim tesisi baralarında ve komşu baralarda oluşan kısa devre seviyelerini incelemek için kısa devre analizi yapılması gerekmektedir. Böylece oluşacak kısa devreler ile dizayn değerleri karşılaştırılabilir. Ek olarak hatların, kabloların dayanım sınırları hesaplanabilmekte ve mevcut durumdaki koruma koordinasyonu değerlendirilerek gerekli tedbirler alınabilmektedir.

Yük Akışı Analizi: Baralardaki gerilimler, ekipmanların yüklenmesi ve güç akışları yük akışı analizi sonucunda görülmektedir. Bu sayede şebekede oluşabilecek gerilim yükselmeleri, şebeke ekipmanlarının olası yüklenmeleri, tek veya çift yönlü güç akışları gibi birçok konu hakkında önceden bilgi sahibi olunabilmektedir.

Harmonik ve Fliker Analizi: Dağıtık üretim birimlerinin şebekede oluşturduğu harmonik bozunum ve fliker şiddeti bu analiz sonucunda belirlenebilmektedir. Ayrıca sistemde oluşabilecek rezonans durumları da sorgulanabilir. Konverter sistemi kullanılan üretim tesislerinde bu analizin mutlaka yapılması gerekmektedir.

Dinamik Analizler: Sitemin dinamik tepkisini incelemek, adalaşma durumlarında oluşabilecek frekans ve gerilim tepkisini zamana bağlı olarak izleyebilmek, iletim şebekesine bağlanan santrallerde ve şebeke yönetmeliği kapsamına giren (>10MW) santrallerde oluşturulan aktif ve reaktif güç tepki hızını belirleyebilmek için dinamik analizlerin yapılması gerekmektedir.

Topraklama Analizleri: Topraklama analizleri, kurulan sisteme ait işletme ve koruma topraklama sistemlerinin dizaynı ve kontrolü için gerekmektedir.

Yalıtım Koordinasyonu Analizleri: Anahtarlama sırasında, şebeke arızalarında ve sistem ayrılımlarında aşırı gerilim problemleri ortaya çıkabilmektedir. Bu tür problemlerin meydana gelmesi durumunda şebekedeki ekipmanların dayanımlarının uygun olup olmadığı yalıtım koordinasyonu analizleri sonucu belirlenmektedir. Bu analizlerle rüzgar parkında oluşabilecek yıldırım durumları da değerlendirilmektedir.

Dağıtık üretim birimlerinin şebekeye entegrasyonu sonucu çıkacak olumsuz etkileri en aza indirmek için şebekedeki koruma sistemi, arıza durumu, enerji kalitesi ve gerilim regülasyonu gibi teknik kriterler göz önünde bulundurulmalı ve işletme güvenliğinin sağlanması amaçlanmalıdır. Dağıtık üretim birimlerinin şebeke entegrasyonunda dikkat edilmesi gereken kriterler aşağıda kısaca ele alınmaktadır.

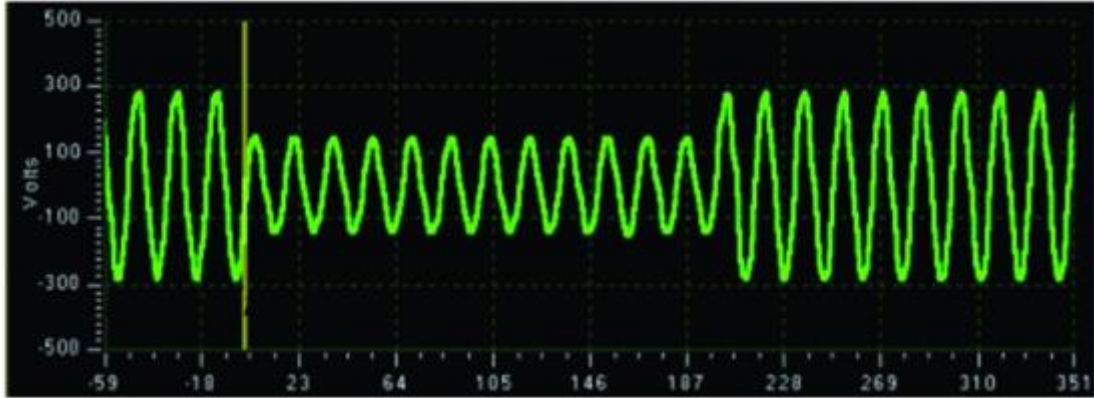
2.5.1 Koruma

Radyal dağıtım şebekeleri üretim birimlerine ring iletim şebekeleri üzerinden bağlanır ve koruma sistemi de bu duruma göre tasarlanır. Dağıtım şebekelerine bağlanan dağıtılmış üretim kaynakları olası arıza akımlarının büyüklüğünü, süresini ve yönünü değiştirir. Dağıtık üretim tesisi içeren bir dağıtım şebekesinde koruma seçiciliğinin kontrol edilip, gerekirse tekrar ayarlanması gerekir.

2.5.2 Enerji Kalitesi

Elektrik şebekesindeki kayıpların azaltılması ve enerji tasarrufu sağlanmasının yanında enerji kalitesinin artırılması da önemli bir konudur. Enerjinin kaliteli olarak sağlanabilmesi; faz gerilimlerinin dengeli

olması, gerilimdeki harmonik miktarının ve fliker seviyelerinin belirli değerlerde tutulması, gerilimin ve frekansın sabitliği gibi konuları kapsamaktadır. Enerji kalitesi problemlerinden en yaygını ani gerilim düşüşleridir. Düşük enerji kalitesi özellikle işletmelerde ciddi maddi kayıplara neden olabilmektedir.



Şekil 2-6 Ani Gerilim Düşümü Durumu Dalga Görüntüsü

2.5.3 Şebeke Elemanlarının Termal Dayanıklılığı

Dağıtım şebekesinde bulunan transformatör, hat, kablo gibi elemanların belirli bir akım taşıma kapasitesi bulunmaktadır. Buna termal dayanıklılık da denilmektedir. Elemanlar termal dayanıklılıklarının üzerinde yüklenirse yangın, patlama gibi büyük hasarlara yol açacak sorunlar meydana gelebilmektedir. Ayrıca ekipmanların daha fazla akım çekmesi kullanım ömürlerinin kısalmasına ve şebekedeki kayıpların artmasına sebep olmaktadır. Dağıtık üretim tesislerinin şebekeye bağlanması ile şebekedeki akım değerleri de değişmektedir. Dağıtık üretim tesisi bağlanmadan önce ekipmanların termal dayanıklılığı analizlere dayanarak mutlaka kontrol edilmelidir.

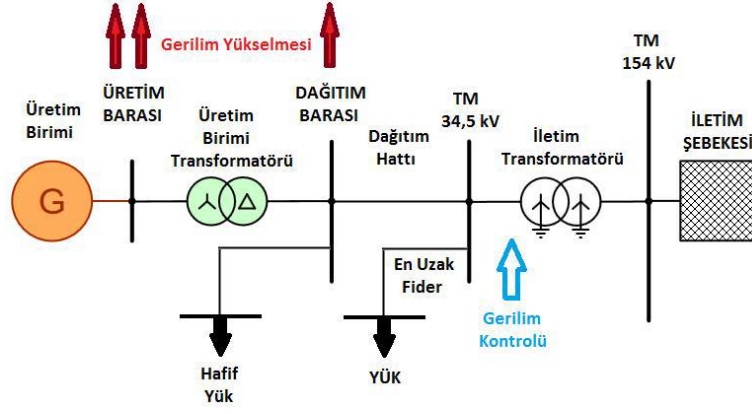
2.5.4 Gerilim Regülasyonu

Gerilim regülasyonu teknik kaliteyi etkileyen en önemli unsurlardan biridir. “Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği’ne” göre dağıtım sisteminin işletilmesinde gerilimin etkin değeri için aşağıdaki şartlara uyulmalıdır.

- 1) AG seviyesi için; ölçüm periyodu boyunca ölçülen gerilim etkin değerlerinin 10’ar dakikalık ortalamalarının, en az %95’i nominal etkin gerilim değerinin en fazla \pm %10’u kadar, tamamı ise nominal etkin gerilim değerinin en fazla + %10 - %15 aralığında değişmelidir.
- 2) OG seviyesi için; ölçüm periyodu boyunca TS EN 61000-4-30’da tanımlanan ölçüm periyodu boyunca (kesintisiz bir hafta) ölçülen gerilim etkin değerlerinin 10’ar dakikalık ortalamalarının en az % 99’u beyan etkin gerilim değerinin + %10’nu aşmamalı, yine bu ortalamaların en az %99’u beyan etkin gerilim değerinin - %10’un altına düşmemelidir. Ölçülen gerilim etkin değerlerinin 10’ar dakikalık ortalamalarının hiçbirisi beyan etkin gerilimin \pm %15’lik sınırlarının dışında olmamalıdır. Dağıtım şirketinin gerilim regülasyonuna ilişkin performansı, esas olarak bağlantı noktasından veya dağıtım şirketinin uygun görmesi durumunda tüketici tesisi tarafındaki herhangi bir noktadan ölçülür.

Uzun hatların sonlarındaki gerilim düşümü problemleri hattın geçen akımın artmasına ve hatların daha fazla yüklenmesine sebep olmaktadır. Gerilim düşümü arttıkça sistemdeki kayıplar da artmaktadır. Hat üzerinde oluşacak gerilim düşümü problemlerini giderebilmek ve çıkış gerilimini istenen düzeye getirebilmek için mevcut şebekelerde genel olarak kompanzasyon elemanları kullanılmaktadır ve bu da ek maliyetlere sebep olmaktadır.

2. Uluslararası İstanbul Akıllı Şebekeler Kongre Fuarı’nda sunulan “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Şebekeye Entegrasyonu” isimli bildiride dağıtım üretim tesislerinin gerilimin yükselmesine etkisinden şu şekilde bahsedilmektedir [8]. “Üretim entegrasyonları esnasında üretim noktasında ve yakınındaki dağıtım baralarında gerilim yükselmesi problemi oluşabilmektedir. Bunun asıl nedeni, gerilim kontrolünün genelde TEİAŞ trafo merkezlerinde sekonder geriliminin, trafo kademe değiştiriciler ile kontrol ediliyor olmasıdır. Trafo merkezinin orta gerilim barasındaki gerilim değeri, en uçtaki fiderde oluşan gerilim düşümüne göre ayarlanmaktadır ve genelde gerilim düşümünü kompanze edebilmek için nominal gerilimin belirli bir miktar üzerinde tutulmaktadır. Uzak bir noktada gerçekleşen büyük bir üretim entegrasyonunda, trafo merkezinde gerilimin bu değerde tutulması, aktarılan güç miktarına bağlı olarak üretim kaynağı noktasındaki gerilimin artmasına neden olmaktadır. Bir başka ifadeyle gerilim düşümü hesabı yapıldığında elde edilen değer, üretim barasında kendisini gerilim yükselmesi olarak göstermektedir. Bu gerilim yükselmesinin oluşması, yakın dağıtım baralarında gerilimin çok değişken olmasına, tehlikeli gerilimler oluşmasına ve en kötü durumda üretilen gücün kısılmak zorunda kalınmasına neden olabilmektedir.”



Şekil 2-7 Üretim Birimlerinin Entegrasyonu Sonucu Oluşabilecek Gerilim Yükselmesi

Dağıtık üretim birimlerinin reaktif güçlerinin kontrol edilmesi ile gerilim yükselmelerinin önüne geçilerek maksimum seviyede güç üretimi ve şebekenin güvenilir şekilde işletilmesi sağlanabilmektedir (Şekil 2-7).

2.5.5 Arıza Durumu

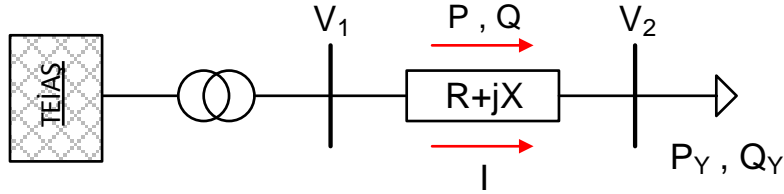
Dağıtım şebekesindeki herhangi bir noktada her an arıza meydana gelebilmektedir. Maksimum arıza akımı şebeke içindeki cihazların boyutlandırılmasını etkilemektedir. Arıza akımlarının belirlenmesinin ve engellenmesinin gecikmesi dağıtım şebekesindeki ekipmanların zarar görmesine dolayısıyla da tüketicilerin enerjisi kalmamasına sebep olmaktadır.

Dağıtık üretim birimlerinin şebekeye bağlanması durumunda, şebekenin kısa devre akım değeri değişeceği için şebekenin arıza seviyesi de değişecektir. Dağıtık üretim birimlerinin arıza durumuna etkisini aşağıdaki faktörler belirlemektedir.

- Dağıtık üretim ile arıza noktasının arasındaki yollar hat empedansı sebebiyle arıza akımını sınırlayabilmektedir.
- Dağıtık üretim birimi ile arıza noktası arasında transformatör olması durumunda transformatörlerin kısa devre empedansı arıza akımını sınırlayabilmektedir.
- Dağıtık üretim biriminin arıza noktasına olan uzaklığı arttıkça hat empedansından dolayı arıza akımı azalmaktadır.
- Dağıtık üretim biriminin şebekeye güç elektroniği cihazlarıyla bağlanması durumunda doğrudan bağlantıya göre arıza akımı daha düşük seviyede olabilmektedir.
- Dağıtık üretim birimlerinin farklı tipleri hata akımını farklı boyutlarda etkilemektedir.

2.6 Dağıtık Üretim Birimi İçeren Şebekelerdeki Gerilim ve Reaktif Güç Değişimleri

Günümüze kadar alışlagelmiş şebeke yapısına göre gerilim değeri sistem içerisinde fider boyunca düşmektedir. Çoğu dağıtım sistemi tasarımına göre aktif ve reaktif güç şebekeden fider sonuna doğru akmaktadır. Şekil 2-8’de basit bir şebekede güç akışı gösterilmiştir.



Şekil 2-8 Örnek Şebeke

Örnek dağıtım sistemine göre V_1 hat başındaki gerilimi, V_2 hat sonundaki gerilimi, P_Y yükün aktif gücünü, Q_Y yükün reaktif gücünü, P ve Q şebeke tarafından sağlanan aktif ve reaktif gücü, I ise akımı ifade etmektedir.

$$\hat{V}_1 = \hat{V}_2 + \hat{I}(R + jX) \quad (1)$$

\hat{I} ($I = |\hat{I}|$) hat boyunca akan akımın fazör gösterimi olarak kabul edilirse şebeke tarafından sağlanan güç değeri;

$$P + jQ = \hat{V}_1 \hat{I}^* \quad (2)$$

olmaktadır. Denklem 2’den yola çıkılarak hesaplanan akım değeri aşağıdaki gibidir.

$$\hat{I} = \frac{P - jQ}{\hat{V}_1} \quad (3)$$

Hat başındaki gerilimin değeri;

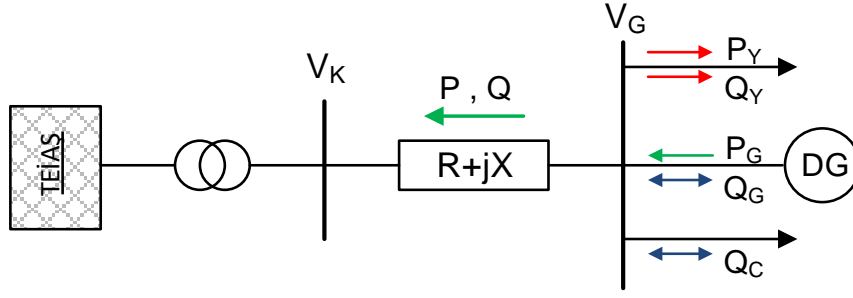
$$\hat{V}_1 = \hat{V}_2 + \frac{P - jQ}{\hat{V}_1} (R + jX) \quad (4)$$

$$\hat{V}_1 = \hat{V}_2 + \frac{RP + XQ}{\hat{V}_1} + j \frac{XP - RQ}{\hat{V}_1} \quad (5)$$

olmaktadır. Buna göre hat başı ile hat sonu arasındaki gerilim değişimi aşağıdaki gibidir.

$$\Delta \hat{V} = \hat{V}_1 - \hat{V}_2 = \frac{RP + XQ}{\hat{V}_1} + j \frac{XP - RQ}{\hat{V}_1} \quad (6)$$

Dağıtım şebekelerine dağıtık üretim tesislerinin entegre olmasıyla şebekede çift yönlü güç akışları görülmeye başlamıştır. Bu durum Şekil 2-9’da gösterilmektedir. Dağıtık üretimlerin bağlantı noktasındaki gerilim seviyesi, mevcut durumda şebekeye güç sağlayan kaynak barasındaki gerilimden daha yüksek değerde olabilmektedir.



Şekil 2-9 Dağıtık Üretim İçeren Örnek Şebeke

Şebekede güç akışı yüksek gerilimden düşük gerilime doğru olmaktadır. Bu sebeple Şekil 2-9'da gücün akış yönünün generatör barasından kaynak barasına doğru olduğu görülmektedir. Aşağıdaki denklemde V_G generatör barasındaki gerilimi, V_K ise kaynak barasındaki gerilimi ifade etmektedir.

$$V_G \approx V_K + RP + XQ \quad (7)$$

Yukarıdaki şekilde P_G generatör tarafından üretilen aktif gücü, Q_G ise generatör tarafından sistemden çekilen veya sisteme verilen reaktif gücü belirtmektedir. P_Y ve Q_Y baraya bağlı yüklerin aktif ve reaktif güçleri, Q_C mevcut kompanzasyon ünitelerinin gücüdür. Buna durumda;

$P = (P_G - P_Y)$ ve $Q = (\pm Q_C - Q_Y \pm Q_G)$ olmaktadır. Buna göre;

$$\Delta V = V_G - V_K \approx \frac{RP + XQ}{V_G} \quad (8)$$

Dağıtık üretim birimlerinin çalışma eğrilerine göre belirli limitlerde sisteme reaktif güç verebildikleri ve sistemden reaktif güç çekebildikleri bilinmektedir. V_G per unit cinsinden yazılırsa denklem (7) aşağıdaki şekilde yazılabilmektedir.

$$\Delta V = V_G - V_K \approx R(P_G - P_Y) + X(\pm Q_C - Q_Y \pm Q_G) \quad (9)$$

Şebekedeki yükler tarafından çekilen reaktif güç, kompanzasyon birimleri ve dağıtık üretim tesislerinin şebekeye verdiği veya şebekeden çektiği reaktif güç sistemdeki gerilim değişiminin belirlenmesinde doğrudan etkili olmaktadır.

2.7 Dağıtım Şebekelerinde Gerilim Kontrolü İçin Uluslararası Literatürde Kullanılan Yöntemler

Dağıtım sistemindeki kayıpları azaltmak ve sistemin güç kalitesini arttırmak için reaktif güç kontrolü yapılmalı ve şebekenin gerilim profili iyileştirilmelidir. Ülkemizde kabul edilen standartlara göre; OG seviyesi için; (kesintisiz bir hafta) ölçülen gerilim etkin değerlerinin 10'ar dakikalık ortalamalarının en az % 99'u beyan etkin gerilim değerinin + % 10'unu aşmamalı, yine bu ortalamaların en az %99'u beyan etkin gerilim değerinin - % 10'unun altına düşmemelidir. Pratikte dağıtım şirketleri bu limitleri daha da sınırlamayı amaçlamaktadır. Şebeke gerilimini kontrol etmek için literatürde birçok metot kullanılmaktadır. Bu metotların başlıcaları; yükte kademe değiştiricili transformatörlerin kullanılması, şönt kapasitörler ve reaktörlerle reaktif gücün kontrol edilmesi, gerilim regülatörleri kullanılması,

gerilim yükselmelerini önlemek için dağıtık üretim birimlerinin aktif gücünün kısılması ve dağıtık üretim birimlerinin reaktif güçlerinin kontrol edilmesi ile şebekeye reaktif güç verebilme ve şebekeden reaktif güç çekebilme kapasitelerinin kullanılmasıdır.

Şebekenin gerilim profilini iyileştirmek için kullanılan şönt kapasitörler, reaktörler ve gerilim regülatörleri ek enerji ve maliyete sebep olmaktadır. Ayrıca dağıtık üretim birimi dâhil olan şebekelerde oluşan çift yönlü güç akışı sebebiyle bu yöntemler yeterince etkili olamamaktadır.

Orta gerilim şebekelerinde gerilim profilini düzenlemek için yükte kademe değiştiricili transformatör yaygın olarak kullanılmaktadır. Yükte kademe değiştiricili transformatörler aracılığıyla gerilim belirli aralıklarda hem yükseltilebilmekte hem de azaltılabilmektedir. Yükte kademe değiştiricili transformatör ile gerilim profilini düzeltme, kademe sayısı ve kademeler arasındaki adım büyüklüğü ile sınırlıdır. Yükte kademe değiştiricili transformatörler ile tüm şebekenin gerilimi değiştirilmektedir. Şebekede aynı anda hem gerilimi yüksek hem de gerilimi düşük fiderler bulunabilmektedir. Bu durumda kademe değişikliği yapıldığında bir fiderin gerilim profili iyileşirken diğer fider daha kötü hale gelmektedir. Farklı özelliklerde fiderlerin bulunduğu dağıtım şebekelerinde sadece kademe değiştiricili transformatör kullanımı ile gerilim profilini düzeltmek için sınırlı bir yöntemdir [4].

Şebekedeki gerilim yükselmesi problemlerini gidermek için dağıtık üretim birimlerinin aktif gücünün kısılması yöntemi kullanılabilir. Fakat hiçbir dağıtık üretim tesisi sağlayabileceği aktif gücün kısılmasını istememektedir. Bu sebeple yöntemin tercih edilebilirliği çok azdır. Sulligoi ve Chiandone [5] çalışmalarında şebekedeki gerilim yükselmesi problemlerine çözüm sunacak bir teknik kullanılmıştır. Sunulan teknik, generatörlerin kapasite limitlerini dikkate alarak dağıtık üretim birimlerinin koordineli bir şekilde reaktif güç kontrolüne katılmasına dayanmaktadır. Dağıtık üretimlerin bağlantı noktalarını istenilen gerilim seviyesinde tutabilmek için gerekli reaktif güç hesaplanmış ve generatörlerin reaktif güç sağlayabilme kapasitesi ile karşılaştırılmıştır. (Her bir generatörün reaktif güç kapasitesi aktif güçlerinin 0.4 katı olarak kabul edilmiştir.) Generatörlerin reaktif güç kapasitesinin gerilimi düzeltmek için gerekli reaktif güç miktarından düşük olması durumunda maksimum kapasitede çalışmaları kabul edilmiştir.

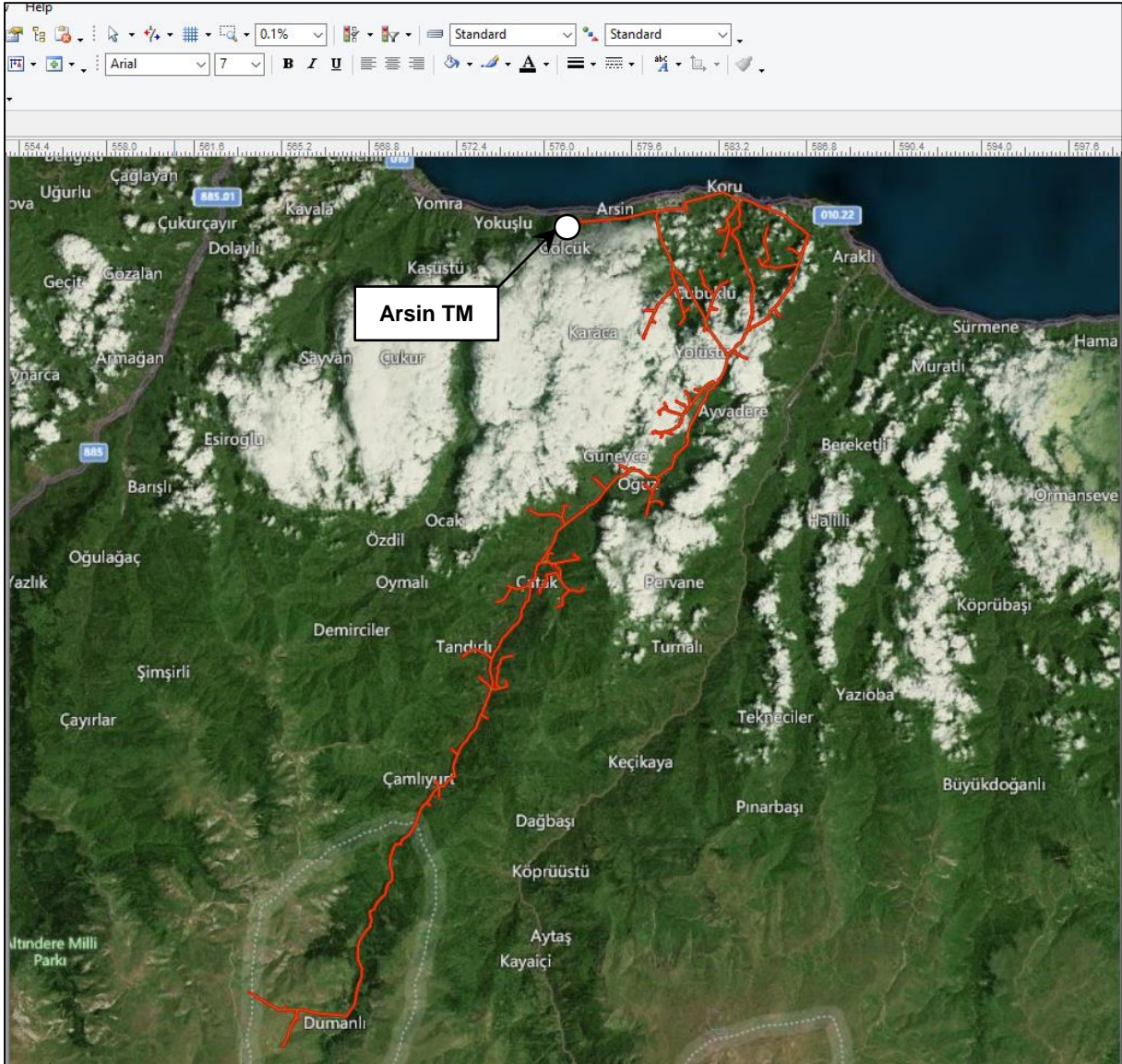
Zhang ile Sidhu [3] tarafından gerçekleştirilen çalışmada amaç, dağıtık üretim birimi içeren dağıtım şebekelerinde gerilim ve reaktif güç kontrolü için mevcutta şebekede bulunan gerilim ve reaktif güç kontrol ekipmanları ile dağıtık üretim birimlerinin koordinasyonunun sağlanmasıyla gerilim profillerini düzenlemektir. Önerilen kontrol yöntemi ile güç kayıpları, gerilim değişimleri ve şebekedeki kompanzasyon elemanlarının anahtarlama sayıları incelenmektedir. Yöntemin test edilmesi için Kuzey Amerika dağıtım şirketinin sistem ve yük verileri kullanılmıştır. Reaktif güç çıkışı kontrol edilebilen dağıtık üretim tesislerinin aktif olarak şebekede reaktif güç kompanzasyonuna katılması durumunda, dağıtık üretim tesisinin dinamik özelliği gerilim profilini ve güç akışını önemli ölçüde etkilemektedir. Reaktif güç kapasitesi büyük olan dağıtık üretim tesisleri reaktif güç kompanzasyonunda daha iyi sonuçlara sahiptir. Fakat bu tesislerin şebekeye bağlantı şartları sebebiyle reaktif güç kontrolüne katılma yeteneği kısıtlanabilmektedir.

Örnek çalışmalardan da görülebileceği gibi uluslararası literatürde şebekede reaktif güç akışının kontrol edilmesi, gerilim profilinin düzenlenmesi, kayıpların iyileştirilmesi gibi konularda dağıtık üretim tesislerinin reaktif güç kontrolüne katılması öncelikli düşünülen yöntemler arasında yer almaktadır.

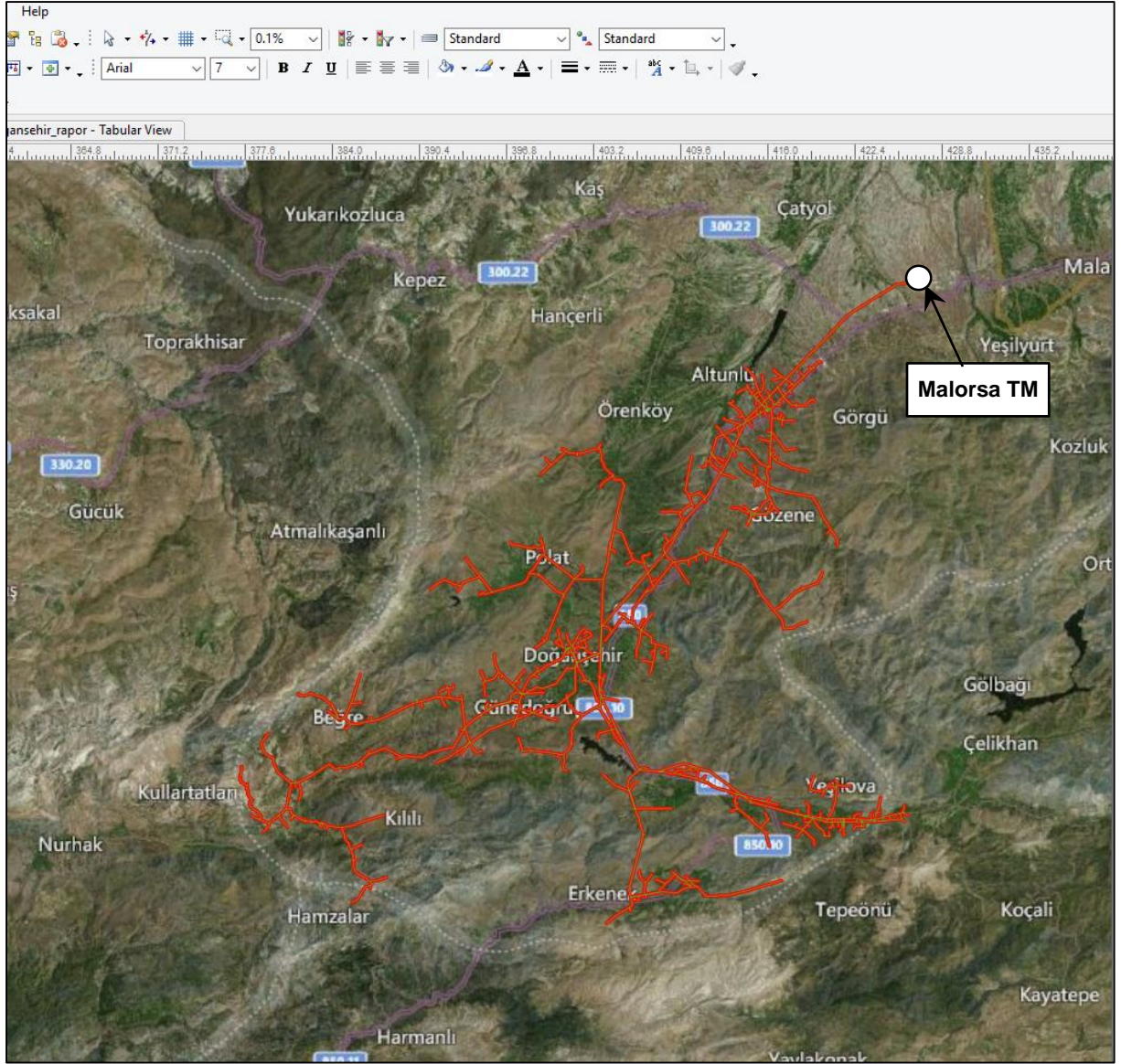
Dağıtık üretim birimlerinin şebekeye aktarması gereken veya şebekeden çekmesi gereken reaktif güç değerlerini belirleyebilmek için baraların gerilim değerlerinin, şebekedeki aktif ve reaktif güç akışlarının bilinmesi gerekmektedir. Çalışmanın devamında baralardaki gerilimin genliğinin ve açısının, şebekedeki aktif ve reaktif gücün hesaplanmasında kullanılacak olan yük akışı denklemleri belirlenecek ve bu yük akışı denklemlerinin çözümü için uygulanacak olan Newton Raphson yöntemi ayrıntılı olarak anlatılmaktadır. Çalışmanın son bölümünde şebekenin gerilim profilinin iyileştirilmesi, güç kayıplarının minimize edilmesi ve ölçüme esas noktadaki güç faktörünün düzenlenmesi amacıyla kullanılacak optimizasyon tekniklerinden bahsedilmektedir.

3. Sayısal Şebeke Modelinin Oluşturulması

Seçilen pilot bölgelerde gerekli analizlerin yapılabilmesi için coğrafi bilgi sisteminden alınan veriler kullanılarak analiz programında Trabzon ilinde bulunan Arsin TM'den çıkan Araklı fiderinin ve Malatya ilinde bulunan Malorsa TM'den çıkan Doğanşehir fiderinin coğrafi olarak şebeke modelleri oluşturulmuştur. Şekil 3-1 ve Şekil 3-2'de analiz programında oluşturulmuş fiderlere ait coğrafi sayısal modeller bulunmaktadır.

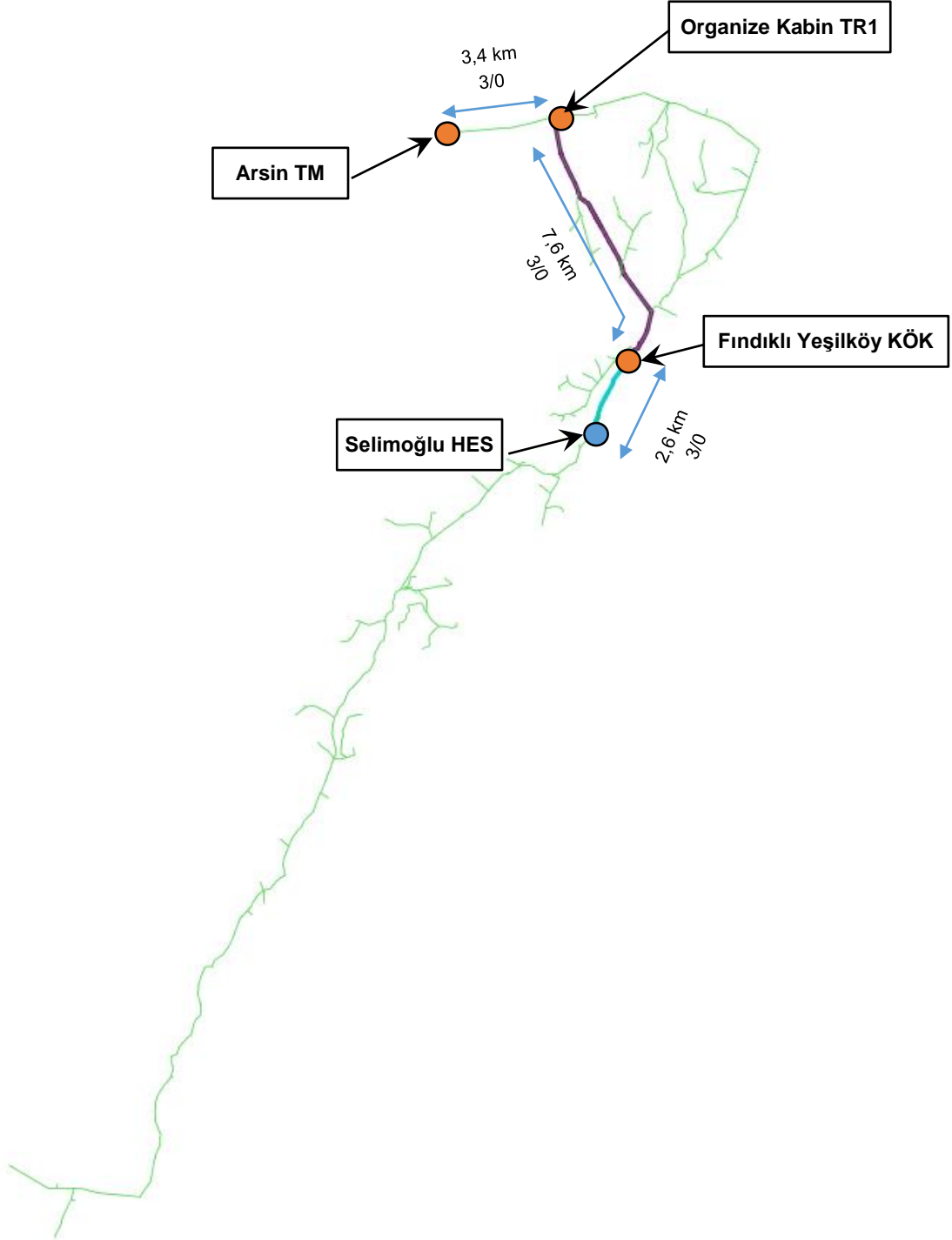


Şekil 3-1 Arsin TM Araklı Fiderine Ait Coğrafi Sayısal Model



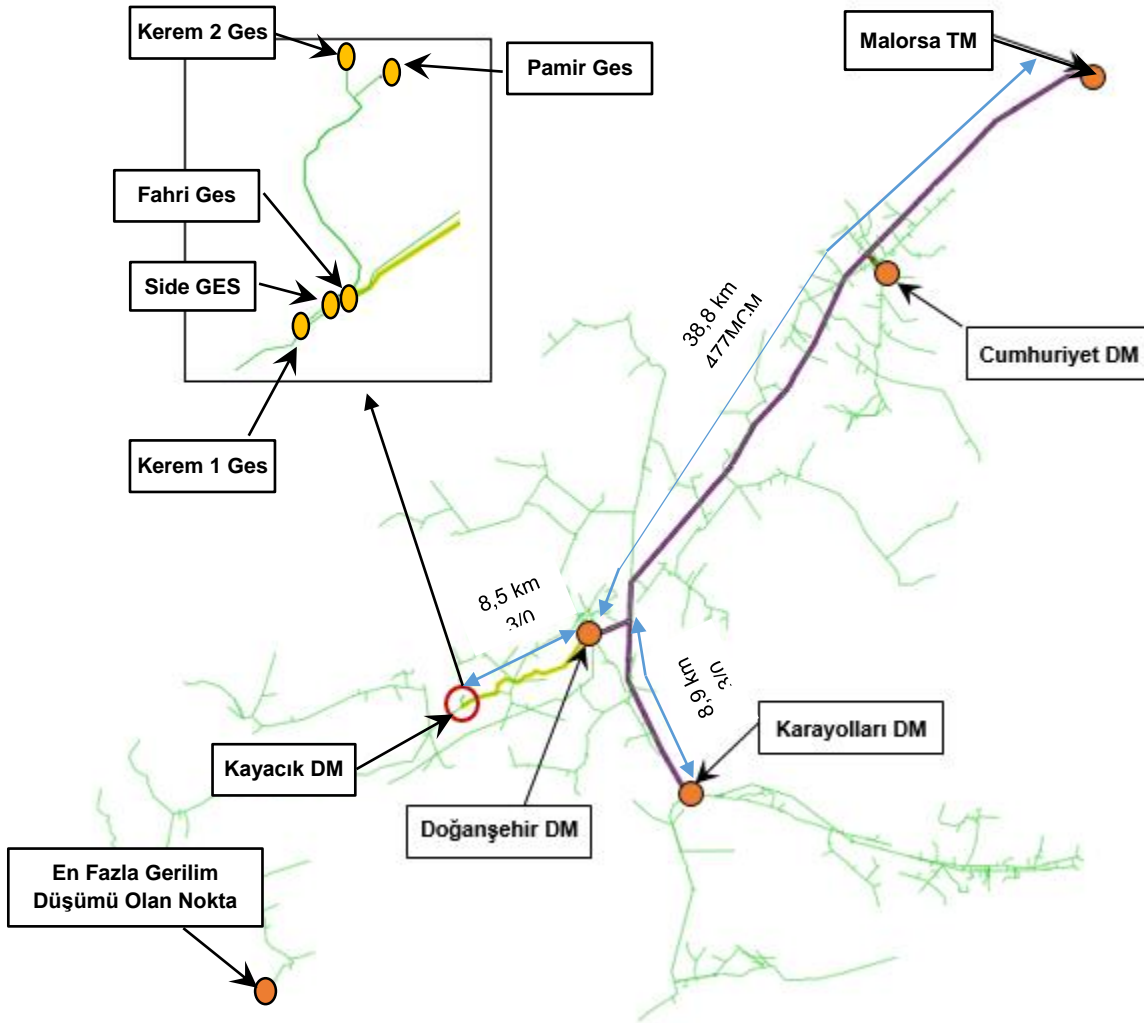
Şekil 3-2 Malorsu TM Doğanşehir Fiderine Ait Coğrafi Sayısal Model

Trabzon ilinde bulunan Arsin TM'den çıkan 3x3/0 AWG Araklı fideri Organize Kabin TR1'i enerjilendirmektedir. Fiderin besleme bölgesinde Selimoğlu Hes isimli 1 adet hidroelektrik santral bulunmaktadır. Organize Kabin TR1'den çıkan Şekil 3-3'te mor olarak gösterilen 3x3/0 AWG kesitli Dilek Dumanlı fideri, Fındıklı Yeşilköy KÖK'ü enerjilendirmektedir. Kurulu gücü 10,7 MVA olan Selimoğlu Hes şebekeye Fındıklı Yeşilköy KÖK'ten çıkan 3x3/0 AWG kesitli Atayurt Çıkışı isimli fider üzerinden bağlanmaktadır. Bölgede bulunan dağıtım transformatörlerinin kurulu güçleri dağıtım şirketinden gelen "AKSABIS_TRAFO" isimli excelden girilmiştir.



Şekil 3-3 Araklı Fiderine Ait Sayısal Model

Malatya ilinde bulunan Malorsa TM'den çıkan 477 MCM Doğanşehir fideri alınan saplamaıyla Cumhuriyet DM'yi enerjilendirmektedir. Fider devamında Doğanşehir DM'yi ve Karayolları DM'yi beslemektedir. Fiderin besleme bölgesinde 5 adet güneş enerjisi santrali bulunmaktadır. Bu santraller şebekeye Kayacık DM üzerinden bağlanmıştır. Santrallerin her birinin kurulu gücü 0,825 MW'tır. Bölgede bulunan dağıtım transformatörlerinin kurulu güçleri dağıtım şirketinden gelen "DOĞANŞEHİR Trafo Bilgileri" isimli excelden ve Doğanşehir fiderine ait autocad dosyasından girilmiştir.

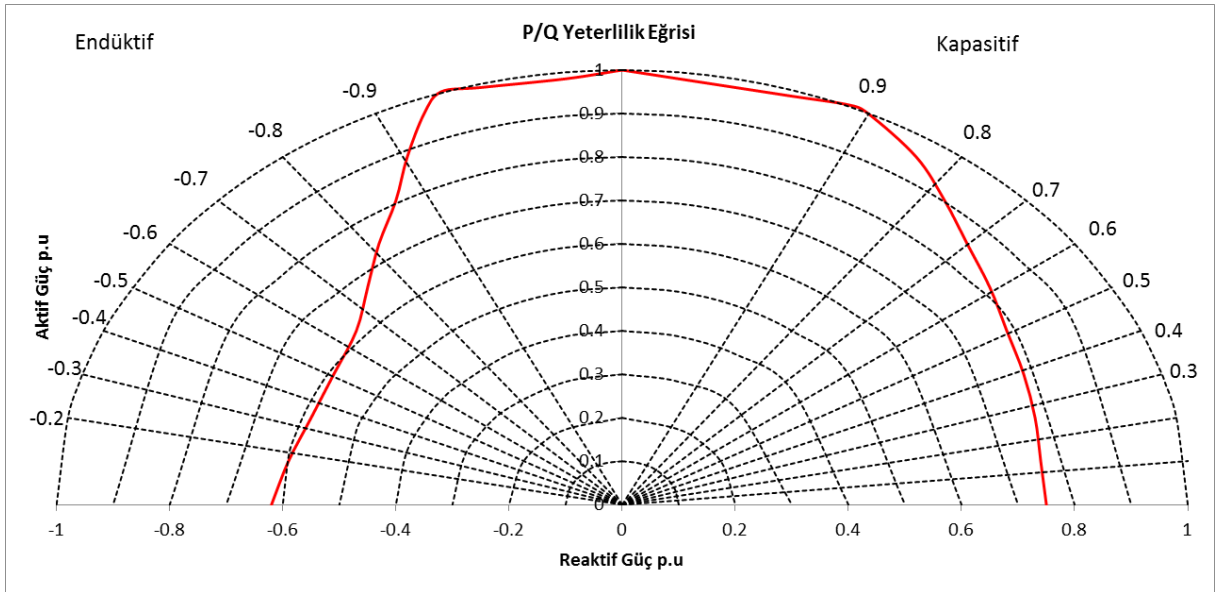


Şekil 3-4 Doğanşehir Fiderine Ait Sayısal Model

4. Sayısal Model Analizleri

Sayısal model analiz çalışmaları Malorsa TM Doğanşehir fideri ve Araklı TM Araklı 3/0 fiderlerinde yapılmaktadır. Malorsa TM'den çıkan Doğanşehir fideri üzerinden şebekeye bağlı Fahri GES, Kerem 1 GES, Kerem 2 GES, Pamir GES ve Side GES'e ait 15'er dakikalık üretim profilleri ve fider üzerinde bulunan yüklere ait 15'er dakikalık yük profilleri girilerek 01.07.2016-31.07.2016 tarihleri arasında analizler gerçekleştirilmiştir. İlk olarak dağıtık üretim tesislerinin güç faktörlerinin "1" olduğu yani şebekeye reaktif güç vermedikleri/şebekeden reaktif güç çekmedikleri durumda şebekedeki aktif güç, reaktif güç ve gerilim profilleri sunulmuştur. Devamında, şebekenin ihtiyacına ve dağıtık üretim tesislerinin reaktif güç kapasitelerine bağlı olarak 5 adet GES'in reaktif güç kontrolüne katılması sonucunda şebekedeki aktif güç, reaktif güç ve gerilim profilleri sunulmuştur. GES'lerin güç faktörü 0-1 arasında kontrol edilebilmektedir.

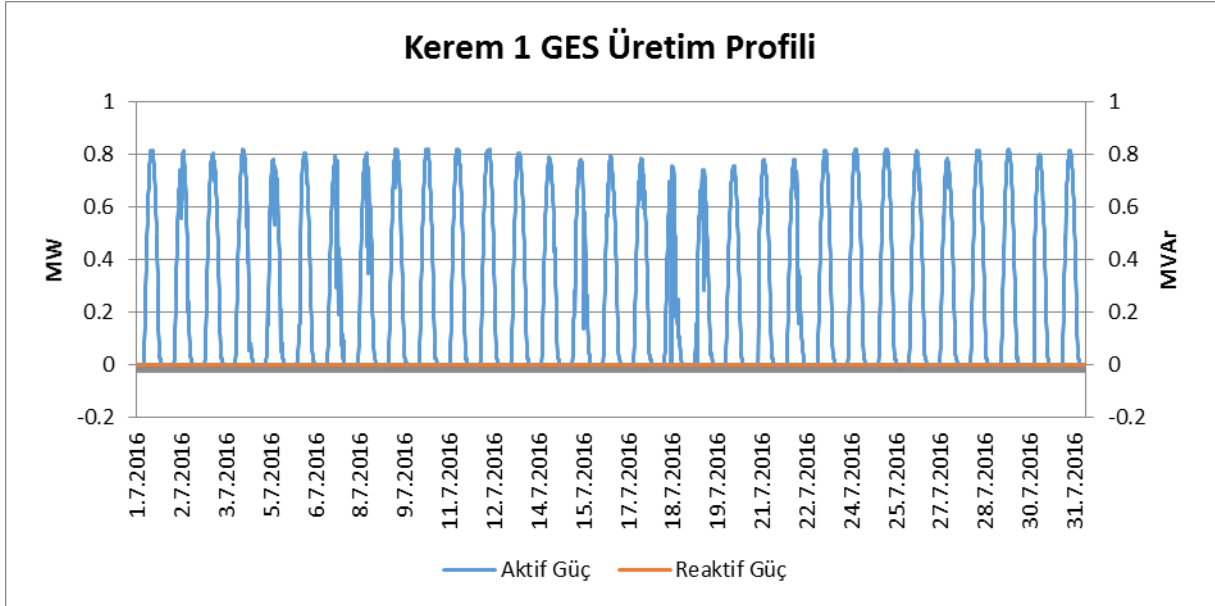
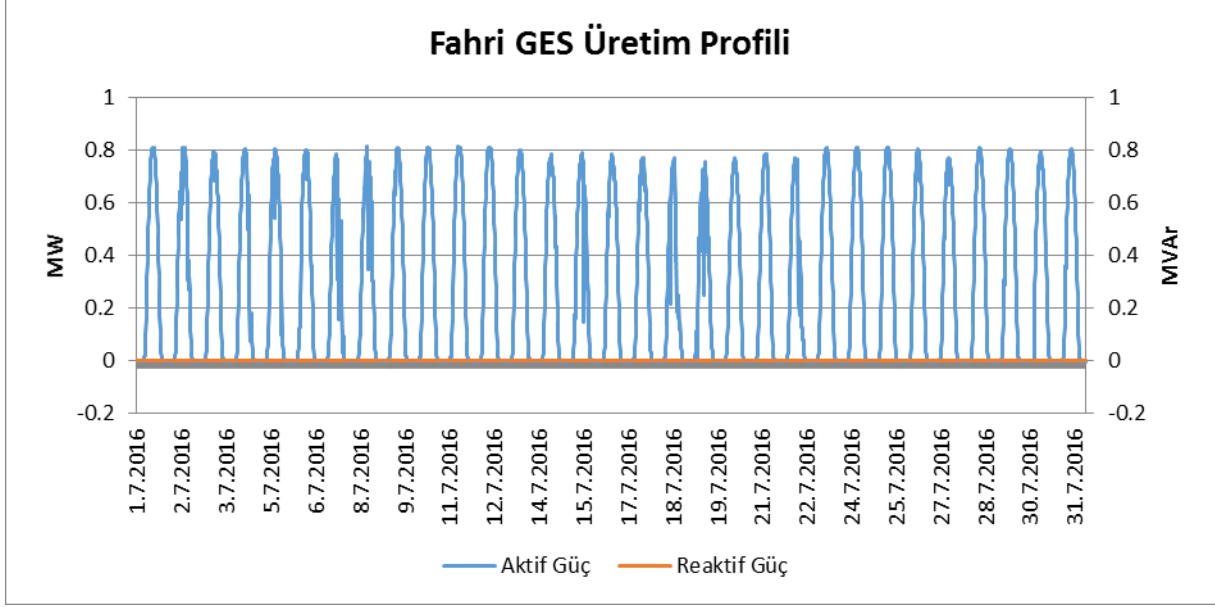
Araklı TM'den çıkan Araklı 3/0 fideri üzerinde bulunan Selimoğlu HES'e ait üretim profili ve fider üzerinde bulunan yüklere ait saatlik yük profilleri girilerek 01.05.2016-31.05.2016 ve 01.10.2016-31.10.2016 tarihleri arasında analizler gerçekleştirilmiştir. İlk olarak Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katılmadığı durumda şebekedeki aktif güç, reaktif güç ve sistem kayıpları sunulmuştur. Devamında, şebekenin ihtiyacına ve dağıtık üretim tesisinin reaktif güç yeterlilik eğrisine bağlı olarak Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katılması sonucunda şebekedeki aktif güç, reaktif güç ve sistem kayıplarına etkisi sunulmuştur. Selimoğlu HES'e ait generatörler için reaktif yeterlilik eğrisi Şekil 4-1'de verilmektedir.

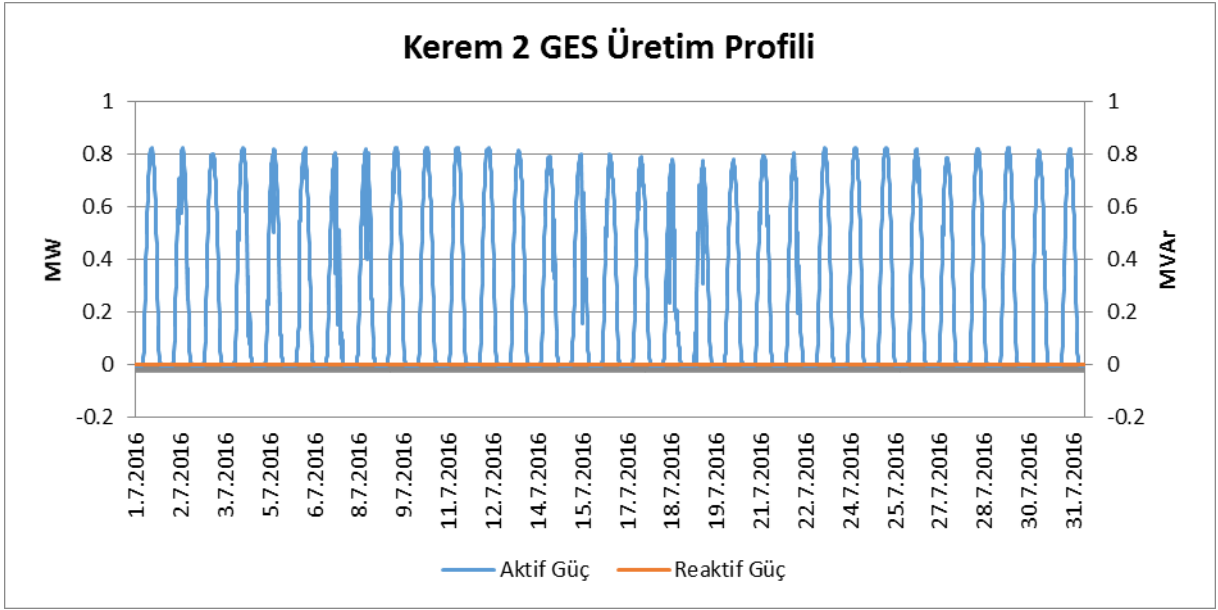
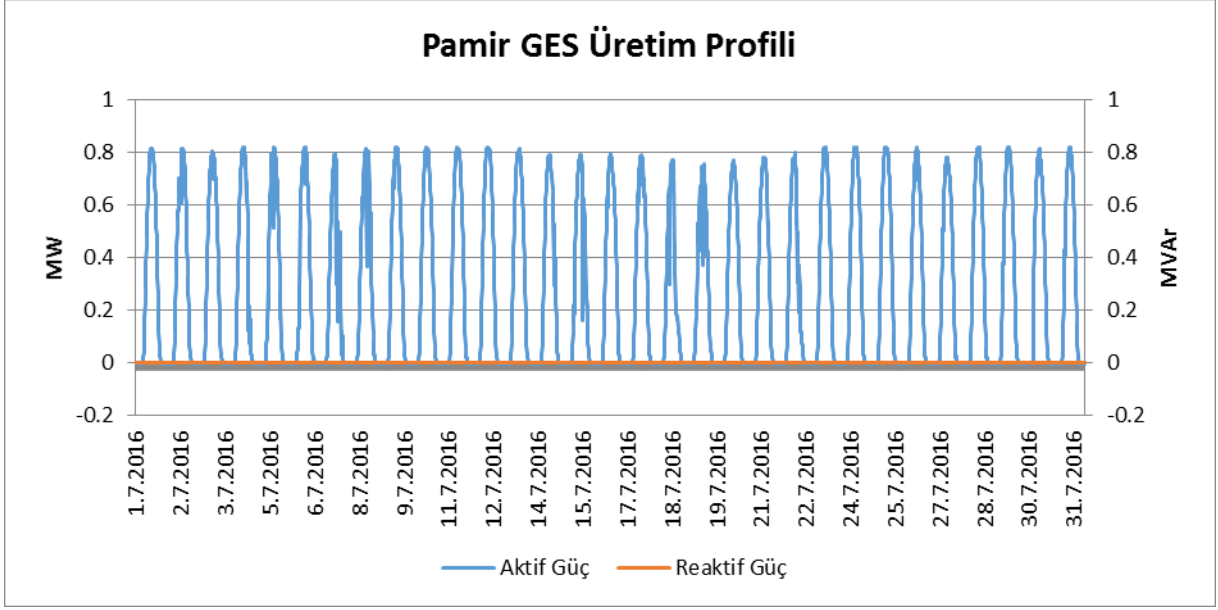


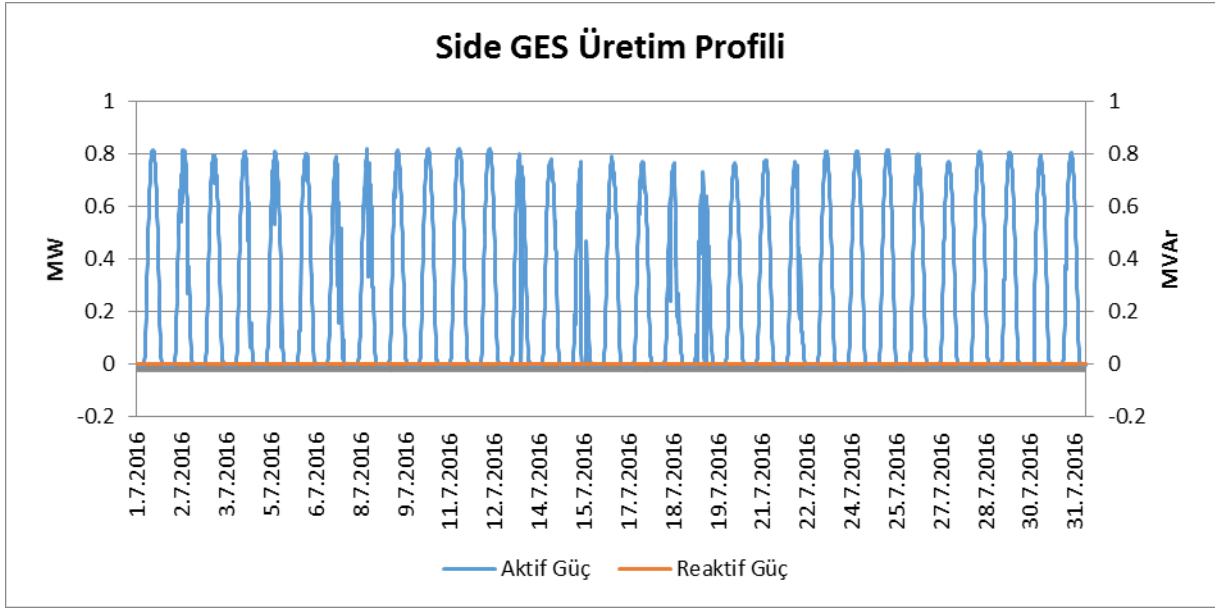
Şekil 4-1 Selimoğlu HES'e Ait Generatörler İçin Reaktif Yeterlilik Eğrisi

4.1 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı Durumda Şebeke Analizleri

Bu bölümde temmuz ayına ait 15'er dakikalık üretim ve yük profillerinin sayısal modele girilmesiyle yapılan analizlere ait sonuçlar incelenmektedir. Raporun bu kısmında GES'lerin dağıtım şirketinden alınan ham ölçüm verilerine göre analiz çalışmaları yapılmıştır. Yani GES'ler reaktif güç kontrolüne katılmamaktadır. Şekil 4-2'de GES'lere ait aktif ve reaktif güç grafikleri bulunmaktadır.

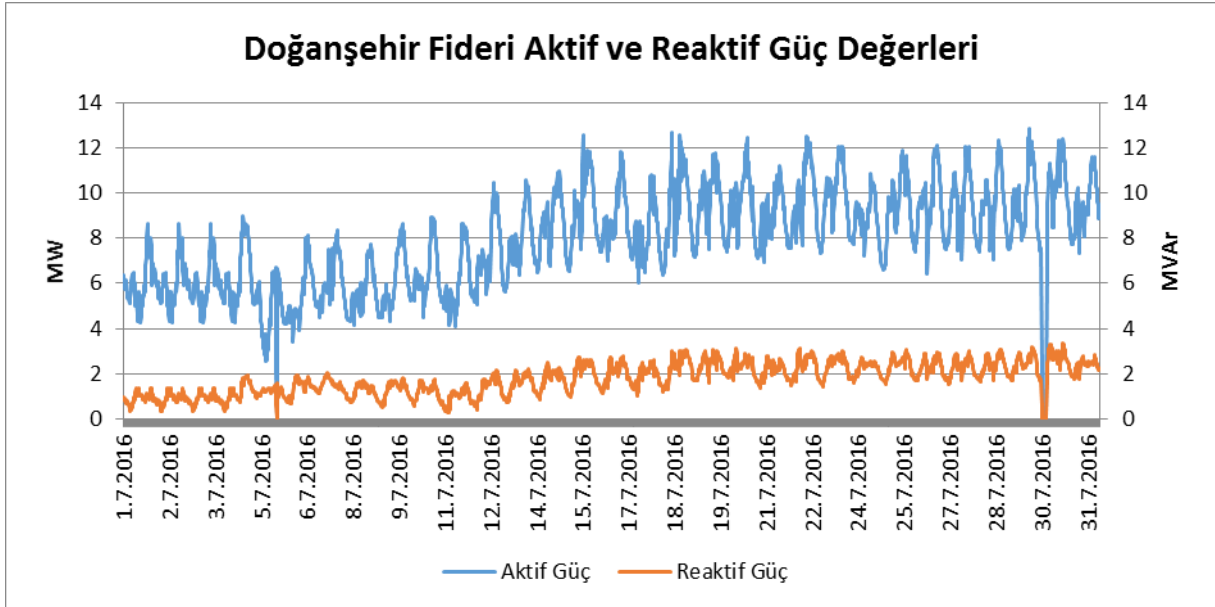






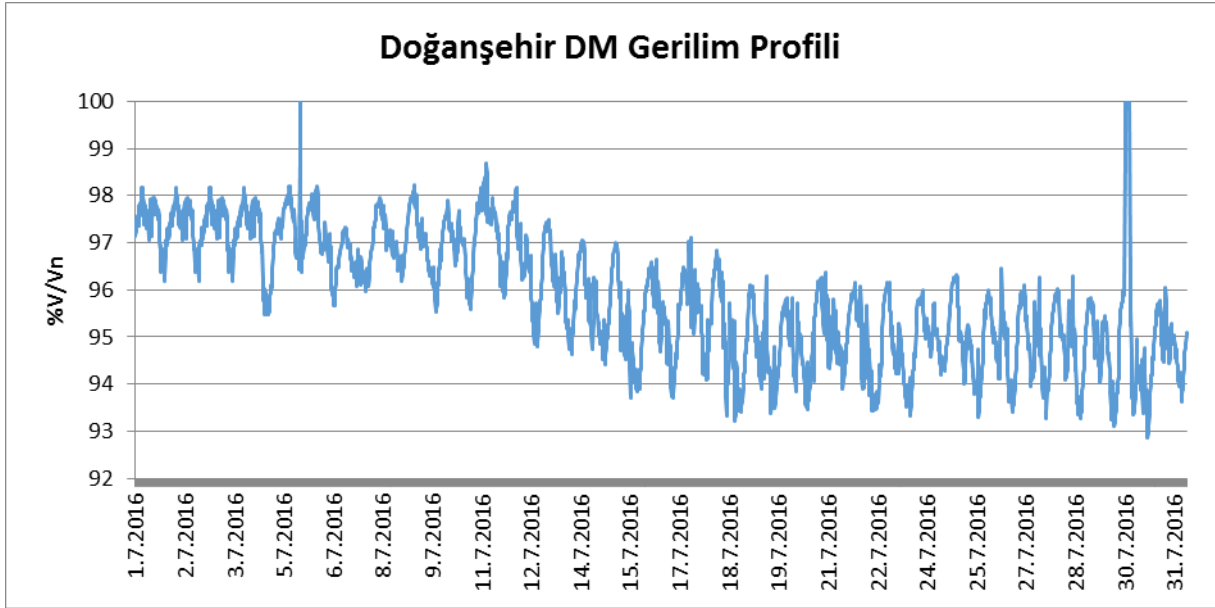
Şekil 4-2 Fahri GES, Kerem 1 GES, Kerem 2 GES, Pamir GES ve Side GES'e Ait Üretim Profilleri (Temmuz 2016)

Şekil 4-2'den de görüldüğü gibi herbir GES öğle vakitlerinde şebekeye 0.8 MW civarı aktif güç vermektedir. Öğle vakitleri haricinde gün ışığı olan zaman aralıklarında şebekeye verilen aktif güç azalmaktadır ve gün ışığı olmadığında GES'ler şebekeye aktif güç vermemektedir. Tüm GES'lerin reaktif güç değerleri sıfırdır. Bu çalışma durumu için Doğanşehir fiderindeki aktif ve reaktif güç değerleri Şekil 4-3'te bulunmaktadır.

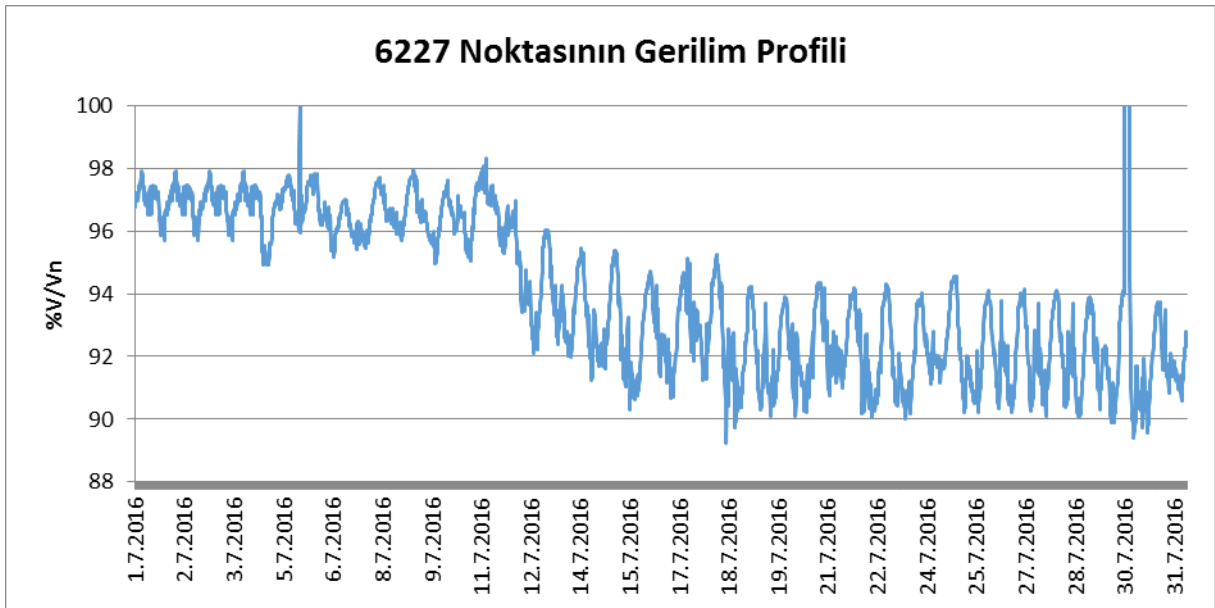


Şekil 4-3 Doğanşehir Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç Değerleri (Temmuz 2016)

Doğanşehir fiderinden 3,3 MVAR'a kadar endüktif reaktif güç çekilmektedir. Şekil 4-4 ve Şekil 4-5'te sırasıyla Doğanşehir DM'nin ve şebekenin en fazla gerilim düşümü olan noktasının (6227) gerilim profilleri bulunmaktadır.



Şekil 4-4 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı Durumda Doğanşehir DM'nin Gerilim Profili

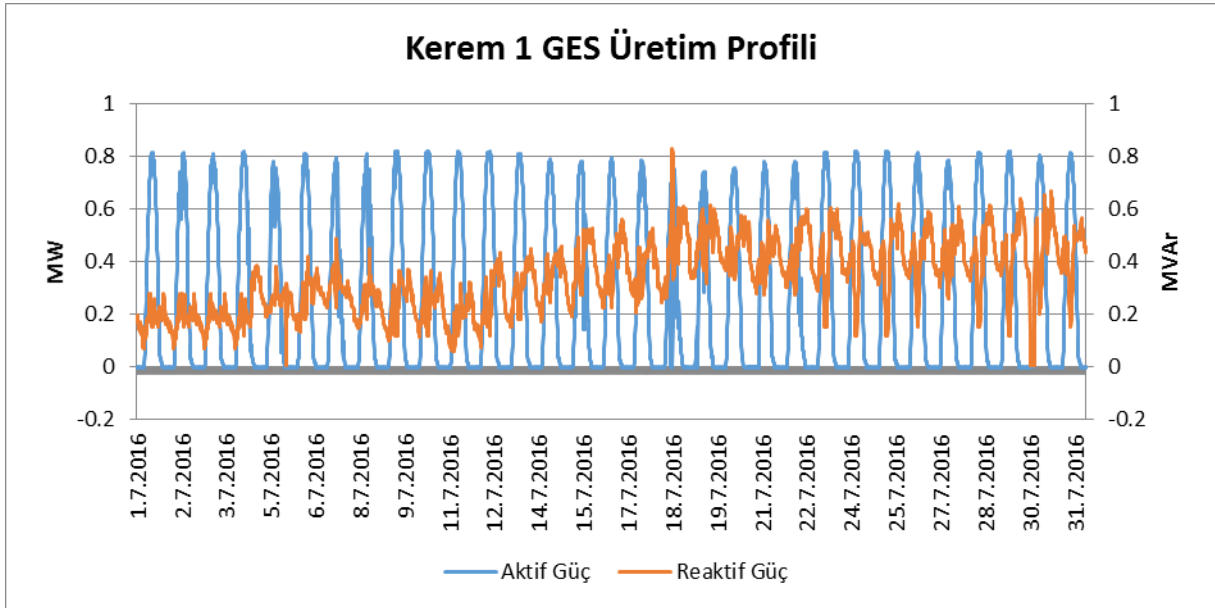
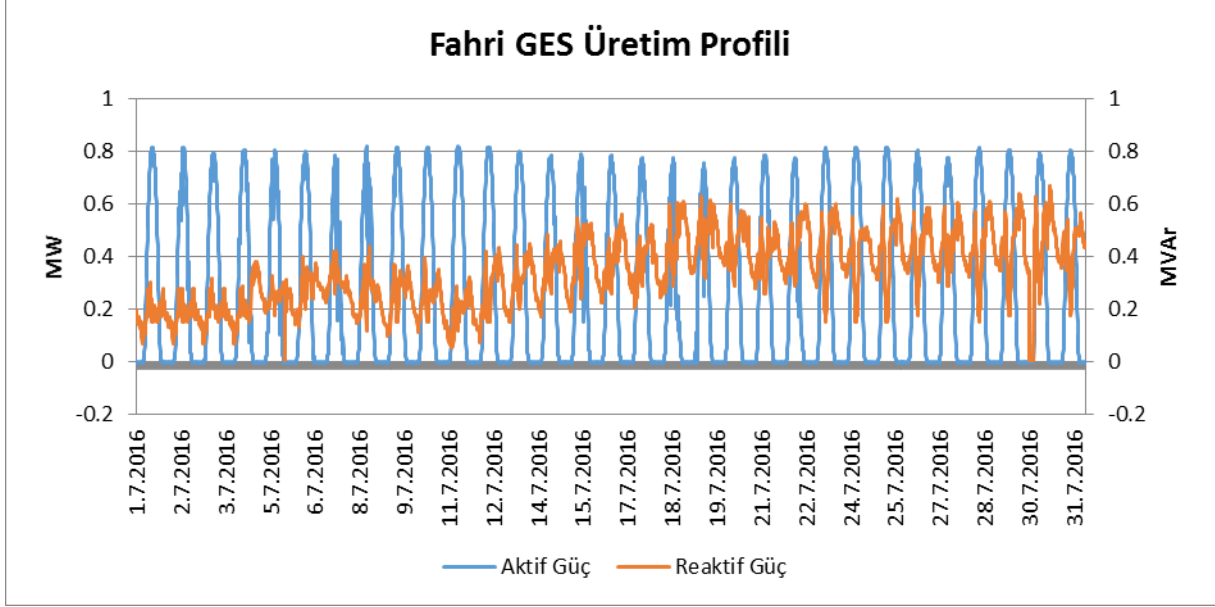


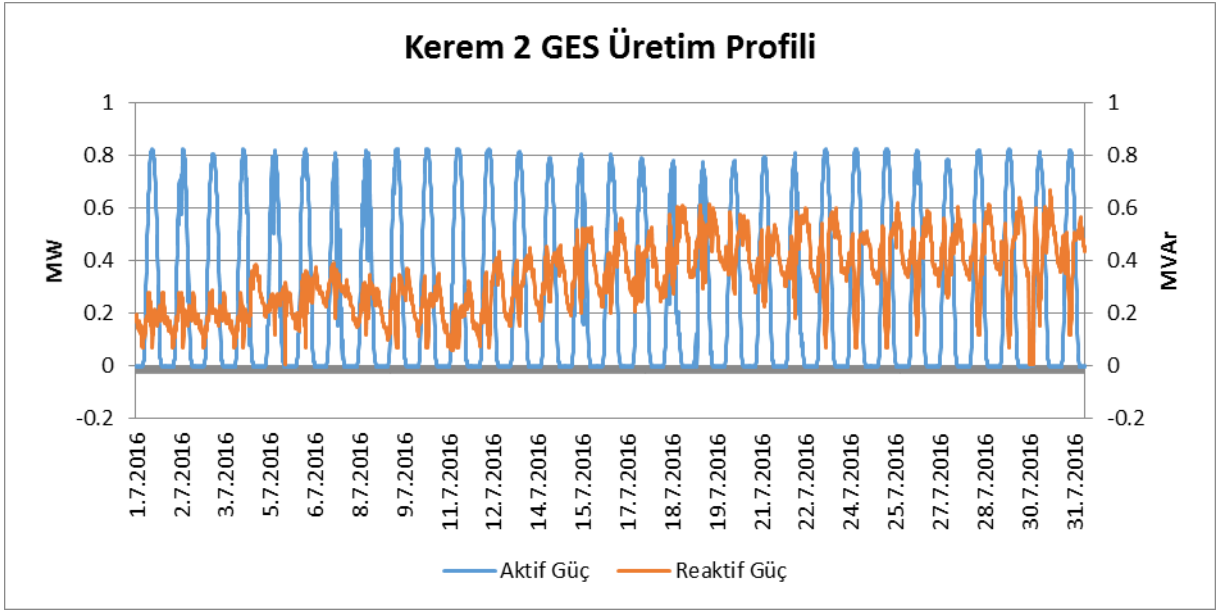
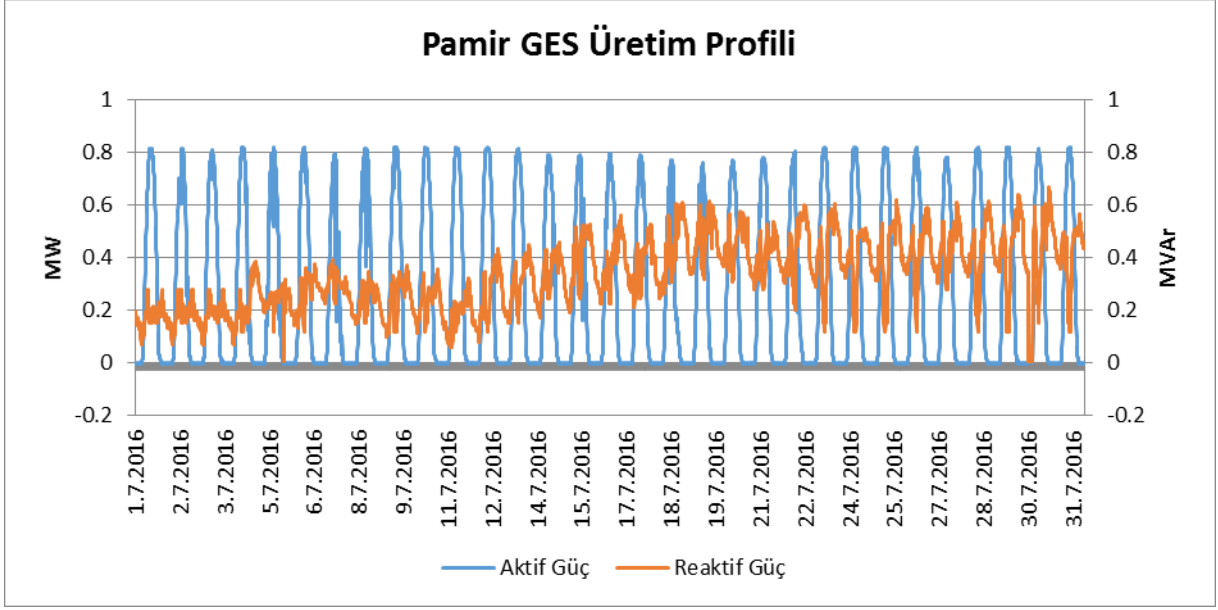
Şekil 4-5 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı Durumda 6227'nin (Şebekede En Fazla Gerilim Düşümü Olan Nokta) Gerilim Profili

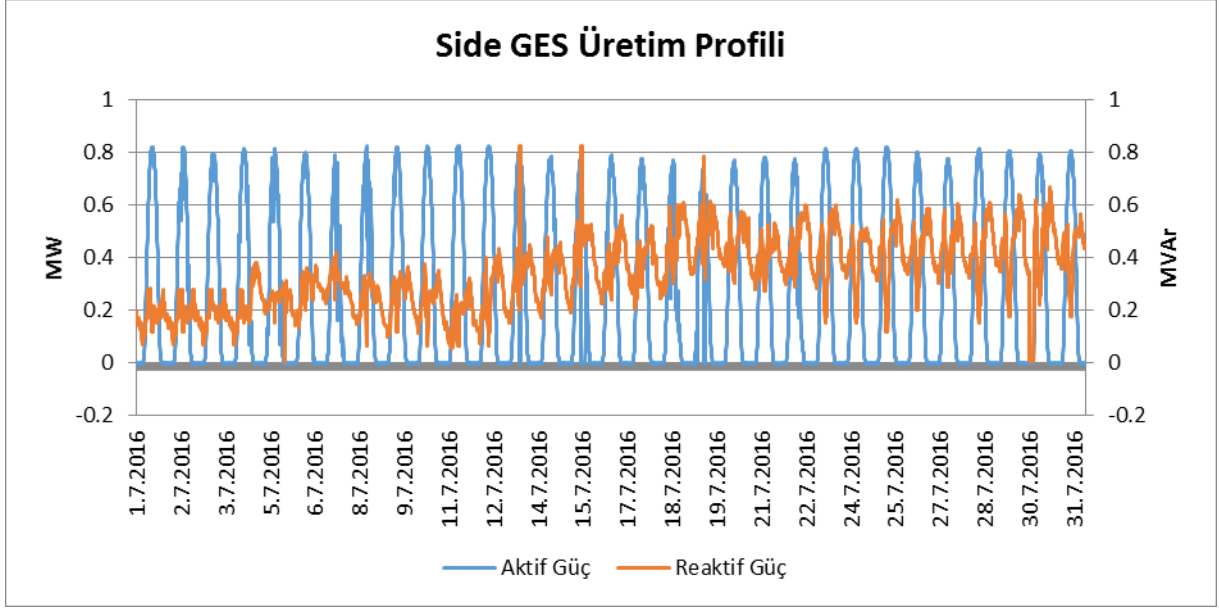
Yukarıdaki şekillerde görüldüğü gibi GES'lerin reaktif güç kontrolüne katılmadığı durumda Doğanşehir DM'de %7'ye kadar, şebekenin en fazla gerilim düşümü olan noktasında ise %11'e kadar gerilim düşümü olmaktadır.

4.2 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katıldığı Durumda Şebeke Analizleri

Bu bölümde dağıtık üretim tesislerinin kapasiteleri ve şebekenin ihtiyaç duyduğu reaktif güce bağlı olarak GES'lerin reaktif güç kontrolüne katılması durumunda yapılan analizlere ait sonuçlar incelenmektedir. Şekil 4-6'da GES'lere ait aktif ve reaktif güç grafikleri bulunmaktadır.

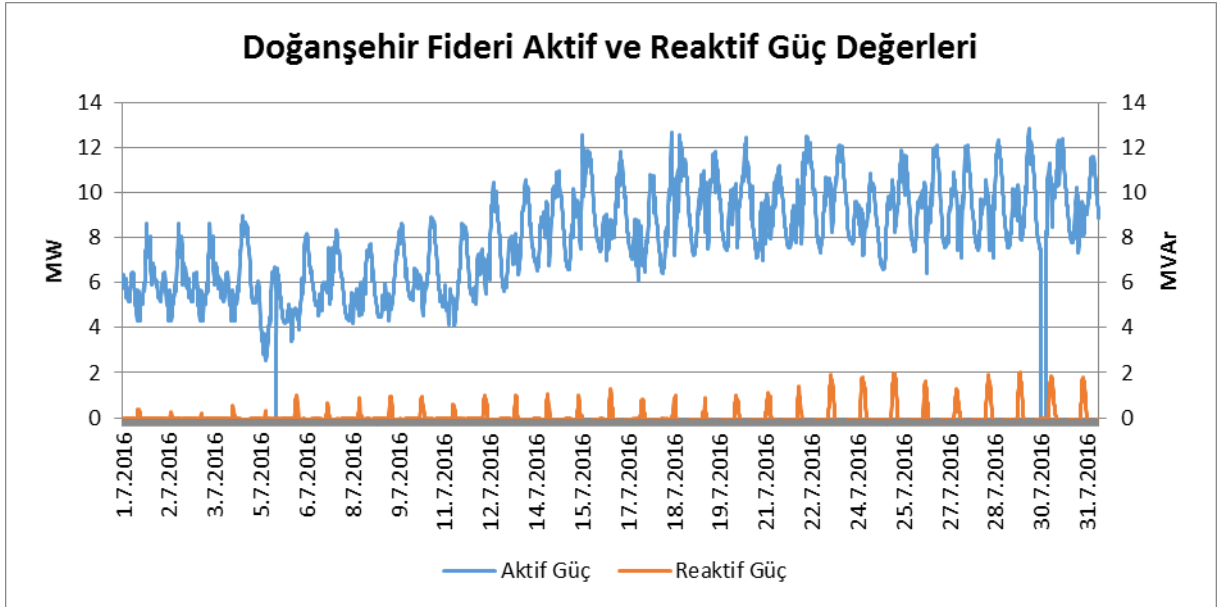






Şekil 4-6 Fahri GES, Kerem 1 GES, Kerem 2 GES, Pamir GES ve Side GES'e Ait Üretim Profilleri (Temmuz 2016)

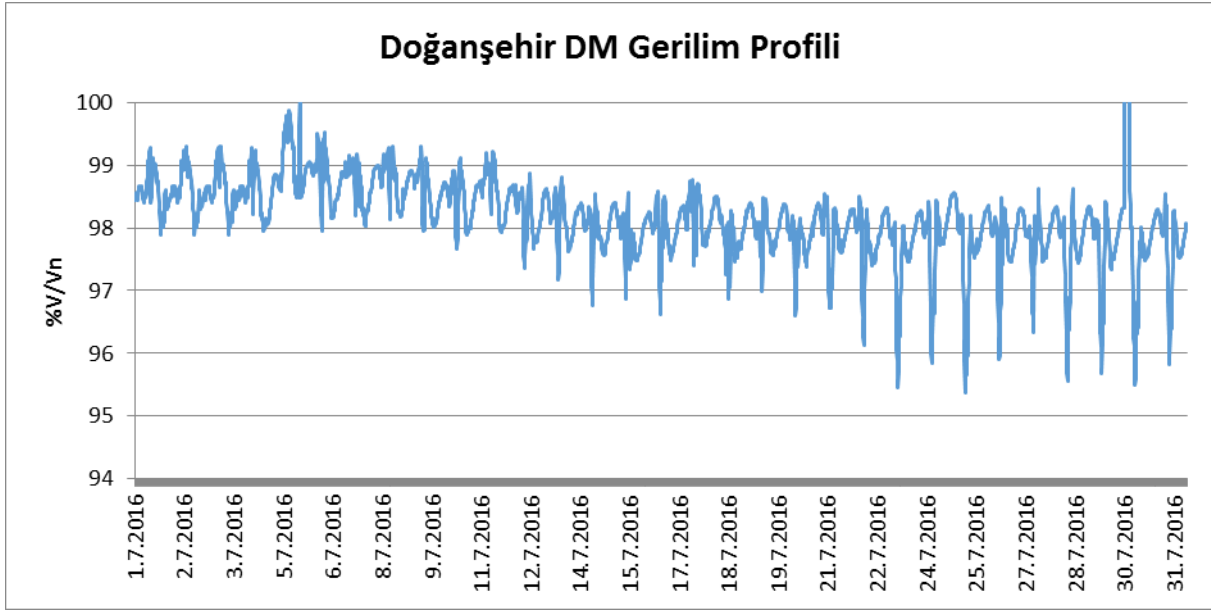
Şekil 4-6'da gösterildiği üzere her bir GES'in şebekeye verdikleri aktif güç değerleri sabit kalmıştır. Ek olarak GES'ler kapasitelerine bağlı olarak şebekeye reaktif güç desteği sağlamaktadırlar. Öğle vakitlerinde 0,8 MW'lara kadar aktif güç üretmeleri sebebiyle GES'lerin reaktif kapasitesi azalmaktadır. Aşağıdaki şekilde GES'lerin bu çalışma durumu için Doğanşehir fiderindeki aktif ve reaktif güç değerleri bulunmaktadır.



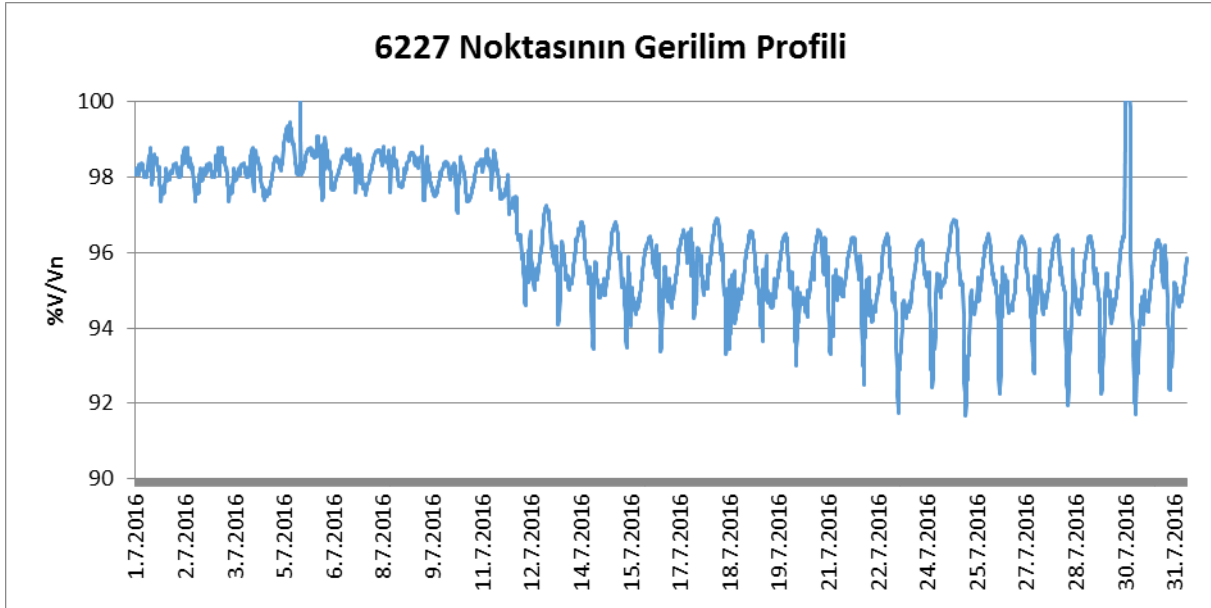
Şekil 4-7 Doğanşehir Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç Değerleri (Temmuz 2016)

Doğanşehir fiderindeki reaktif gücün öğle vakitleri haricinde sıfıra çok yakın olduğu Şekil 4-7'de görülmektedir. Öğle vakitlerinde GES'ler maksimum seviyede aktif güç ürettikleri için reaktif güç

kapasiteleri azalmıştır. Aşağıdaki grafiklerde sırasıyla GES'lerin reaktif güç kontrolüne katılmaları durumunda Doğanşehir DM'nin ve şebekenin en fazla gerilim düşümü olan noktasının (6227) gerilim profilleri bulunmaktadır.



Şekil 4-8 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katıldığı Durumda Doğanşehir DM'nin Gerilim Profili

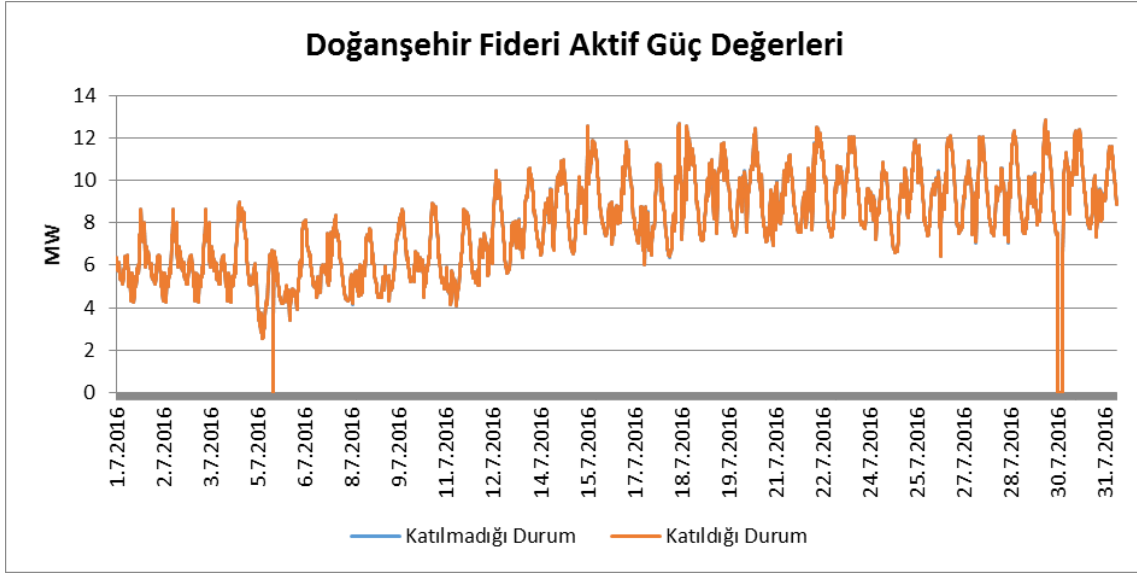


Şekil 4-9 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katıldığı Durumda 6227'nin (Şebekede En Fazla Gerilim Düşümü Olan Nokta) Gerilim Profili

Yukarıdaki şekillerde görüldüğü gibi GES'lerin reaktif güç kontrolüne katıldığı durumda Doğanşehir DM'de gerilim ortalama %98,2 olmaktadır. Şebekenin en fazla gerilim düşümü olan noktasında ise ortalama %96,3 olmaktadır.

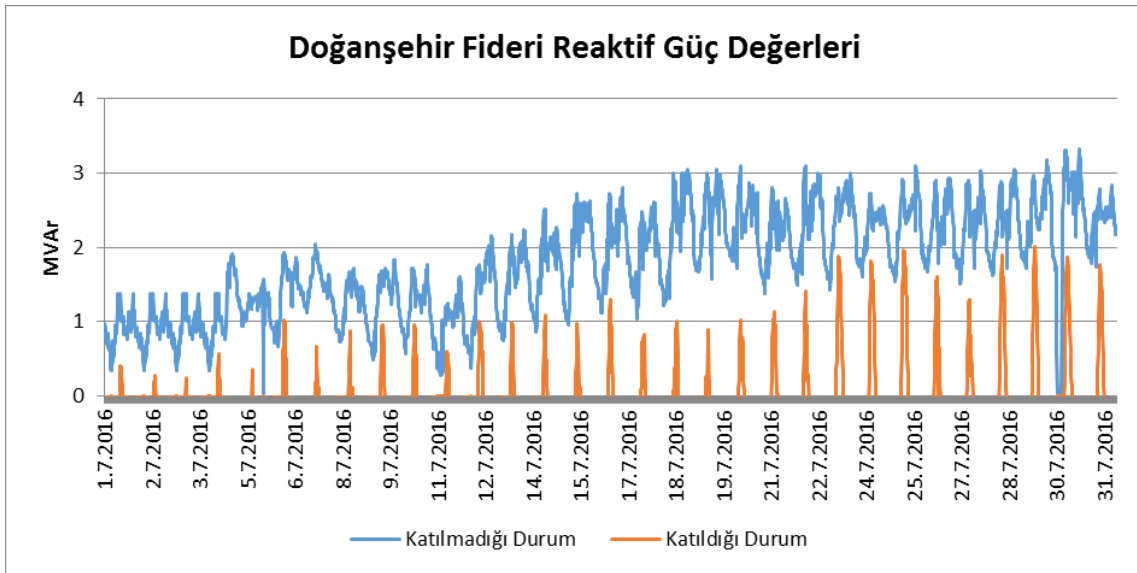
4.3 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Şebeke Analizleri Sonuçlarının Karşılaştırılması

Aşağıdaki şekilde GES'lerin reaktif güç kontrolüne katıldığı ve katılmadığı durumlarda Doğanşehir fiderindeki aktif ve reaktif güç değerleri bulunmaktadır.



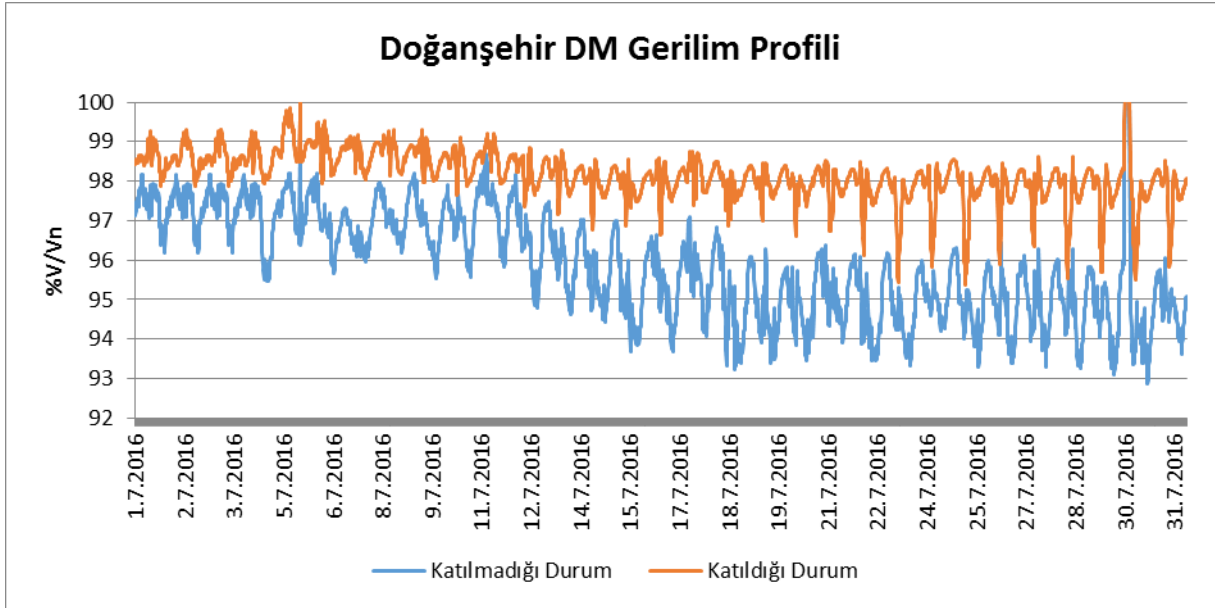
Şekil 4-10 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Doğanşehir Fiderindeki Aktif Güç Değerleri

Şekil 4-10'da görüldüğü gibi her iki durumda da şebekedeki yük profili ve GES'lerin üretim profili değişmediği için aktif güç değişmemektedir. Şekil 4-11 incelendiğinde Doğanşehir fiderindeki reaktif gücün, GES'lerin şebekeye reaktif güç sağlaması sayesinde oldukça azaldığı görülmektedir.

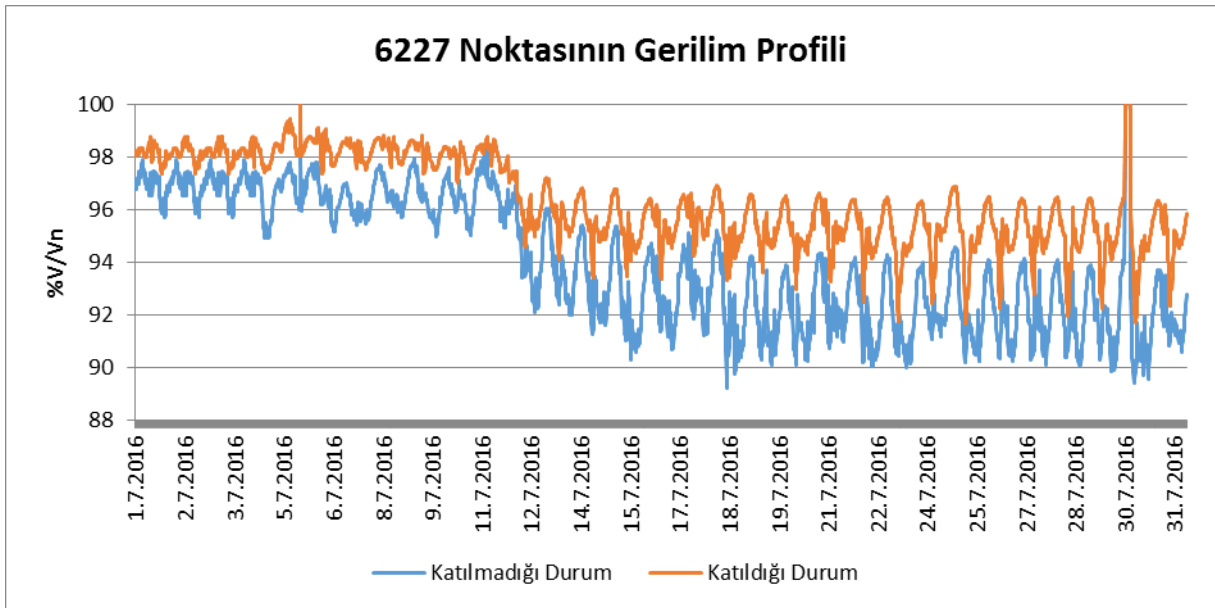


Şekil 4-11 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Doğanşehir Fiderindeki Reaktif Güç Değerleri

Aşağıdaki grafiklerde GES'lerin reaktif güç kontrolüne katılmadığı ve katıldığı durumlarda sırasıyla Doğanşehir DM'nin ve şebekenin en fazla gerilim düşümü olan noktasının (6227) gerilim profilleri bulunmaktadır.



Şekil 4-12 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Doğanşehir DM'nin Gerilim Profili

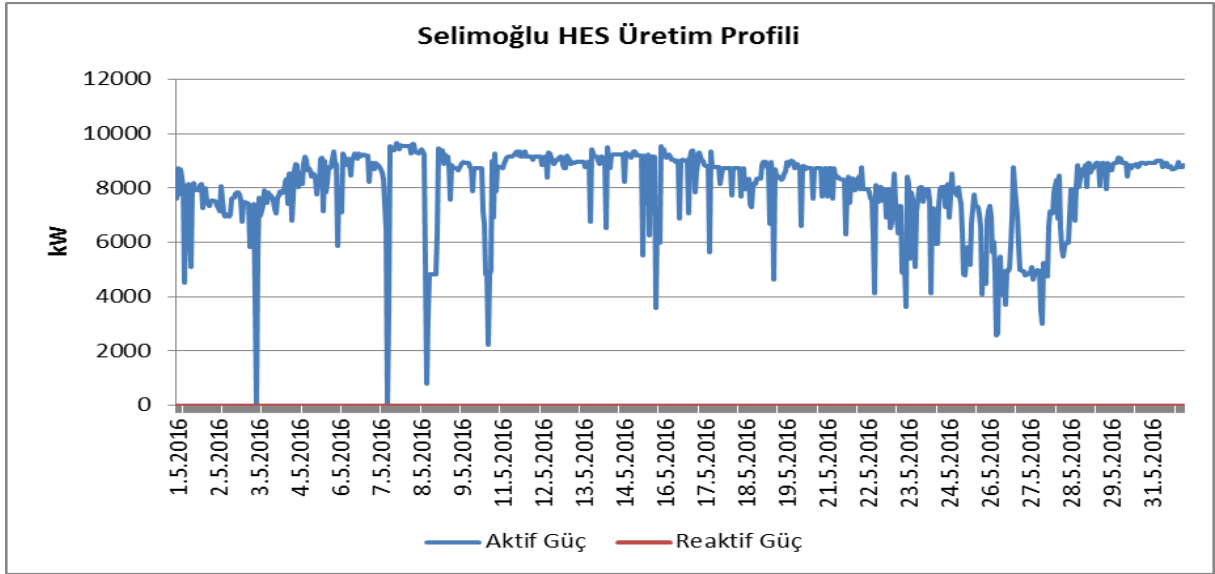


Şekil 4-13 GES'lerin Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda 6227'nin (Şebekede En Fazla Gerilim Düşümü Olan Nokta) Gerilim Profili

Yukarıdaki şekillerde görüldüğü gibi GES'lerin reaktif güç kontrolüne katılmadığı durumda Doğanşehir DM'de gerilim ortalama %95,8 iken GES'lerin reaktif güç kontrolüne katılmaları sonucunda %98,2 olmaktadır. Şebekenin en fazla gerilim düşümü olan noktasında ise ortalama %93,8 iken %96,3 olmaktadır.

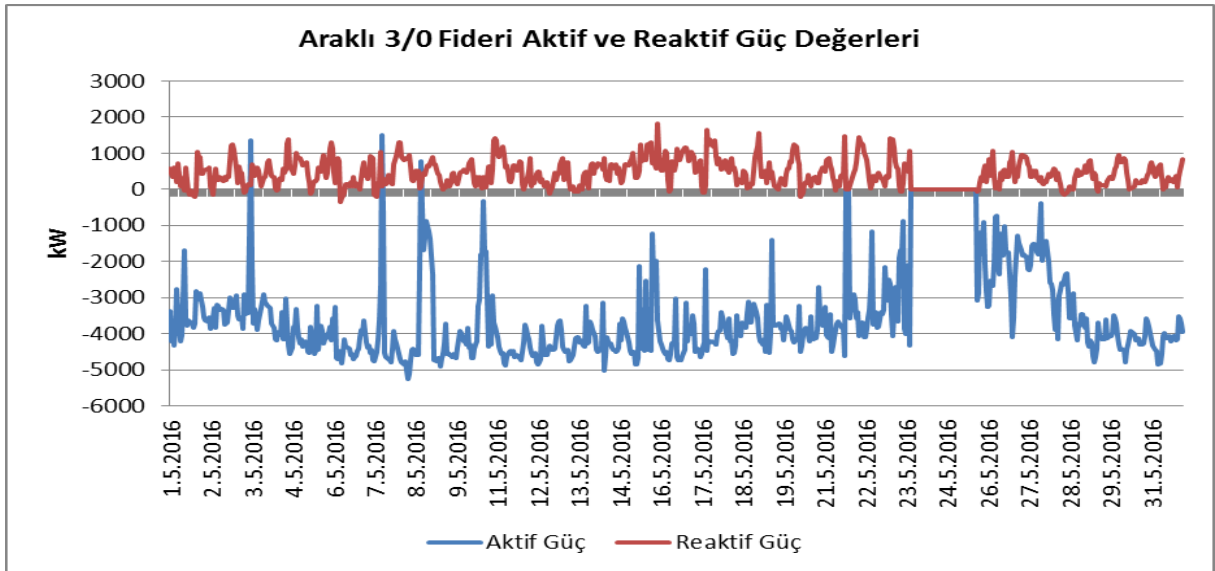
4.4 Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı Durumda Şebeke Analizleri

Bu bölümde Mayıs ve ekim ayına ait saatlik üretim ve yük profillerinin sayısal modele girilmesiyle yapılan analizlere ait sonuçlar incelenmektedir. Raporun bu kısmında Selimoğlu HES'e ait ham ölçüm verilerinden yararlanılarak analiz çalışmaları yapılmıştır. Yani Selimoğlu HES reaktif güç kontrolüne katılmamaktadır. Şekil 4-14'te Selimoğlu HES'e ait aktif ve reaktif güç grafikleri bulunmaktadır.



Şekil 4-14 Selimoğlu HES'e Ait Üretim Profilleri (Mayıs 2016)

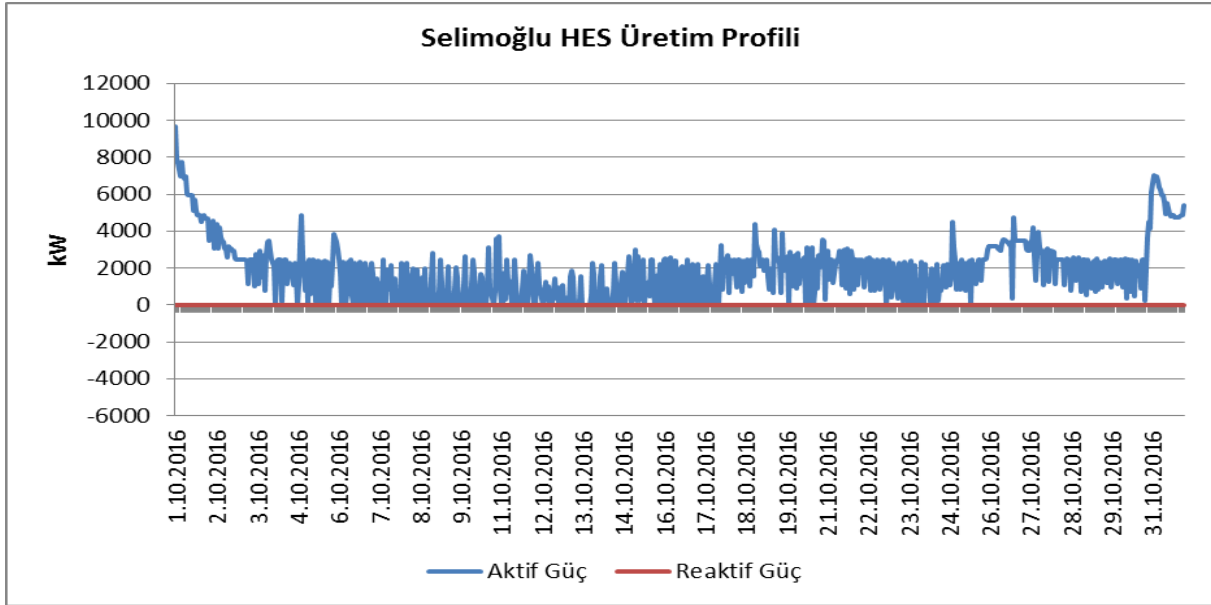
Şekil 4-14'te görüldüğü gibi özellikle bahar aylarında HES'lerin yapmış olduğu üretimde artış meydana gelmektedir. Selimoğlu HES'in reaktif güç değerleri sıfırdır. HES bu çalışma durumundayken Araklı 3/0 fiderinin aktif ve reaktif güç değerleri Şekil 4-15'te bulunmaktadır.



Şekil 4-15 Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç (Mayıs 2016)

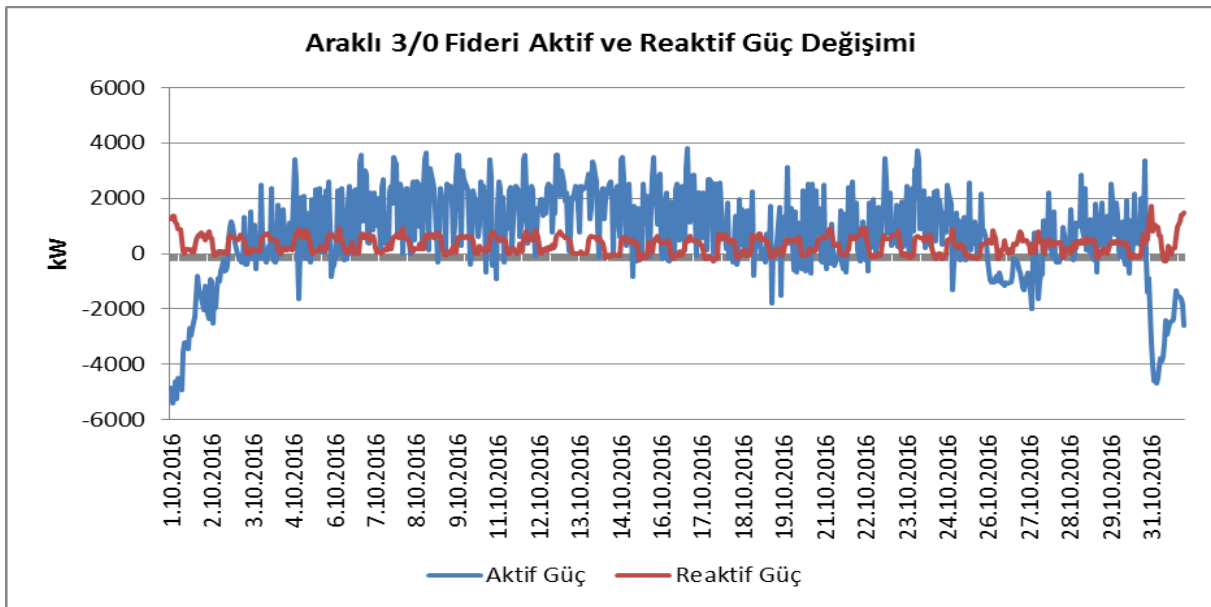
01.05.2016 -31.05.2016 tarihleri arasında Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katılmadığı durumda toplam sistem kaybı 260,5 MWh'tır.

Şekil 4-16'da Ekim ayı için Selimoğlu HES'e ait aktif ve reaktif güç grafikleri bulunmaktadır.



Şekil 4-16 Selimoğlu HES'e Ait Üretim Profilleri (Ekim 2016)

Şekil 4-17'de HES'in bu çalışma durumunda Araklı 3/0 fiderinin aktif ve reaktif güç değerleri bulunmaktadır.

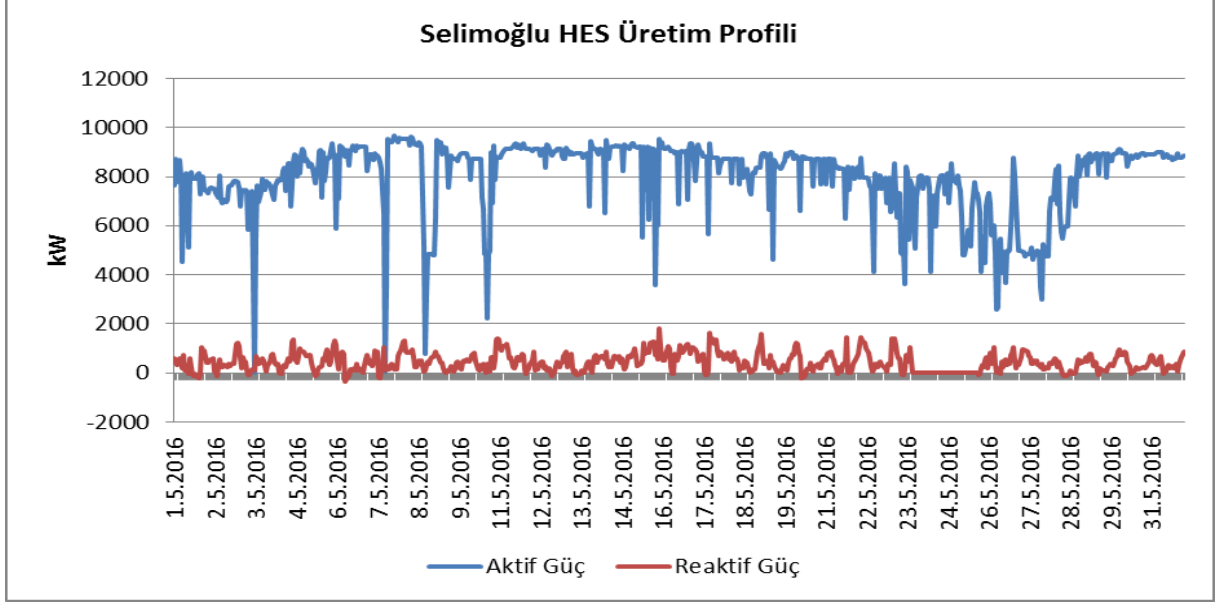


Şekil 4-17 Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç (Ekim 2016)

01.10.2016 -31.10.2016 tarihleri arasında Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katılmadığı durumda toplam sistem kaybı 72,5 MWh'tır.

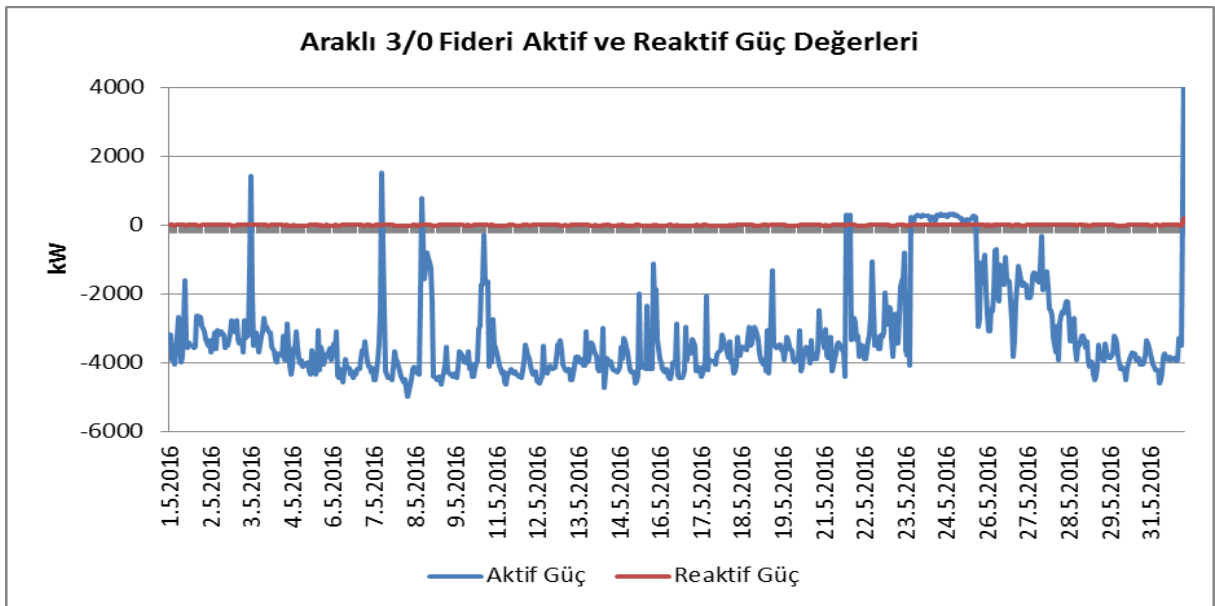
4.5 Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katıldığı Durumda Şebeke Analizleri

Bu bölümde dağıtık üretim tesisinin kapasitesi ve şebekenin ihtiyaç duyduğu reaktif güce bağlı olarak Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katılması durumunda yapılan analizlere ait sonuçlar incelenmektedir. Şekil 4-18'de Selimoğlu HES'e ait aktif ve reaktif güç grafikleri bulunmaktadır.



Şekil 4-18 Selimoğlu HES'e Ait Üretim Profilleri (Mayıs 2016)

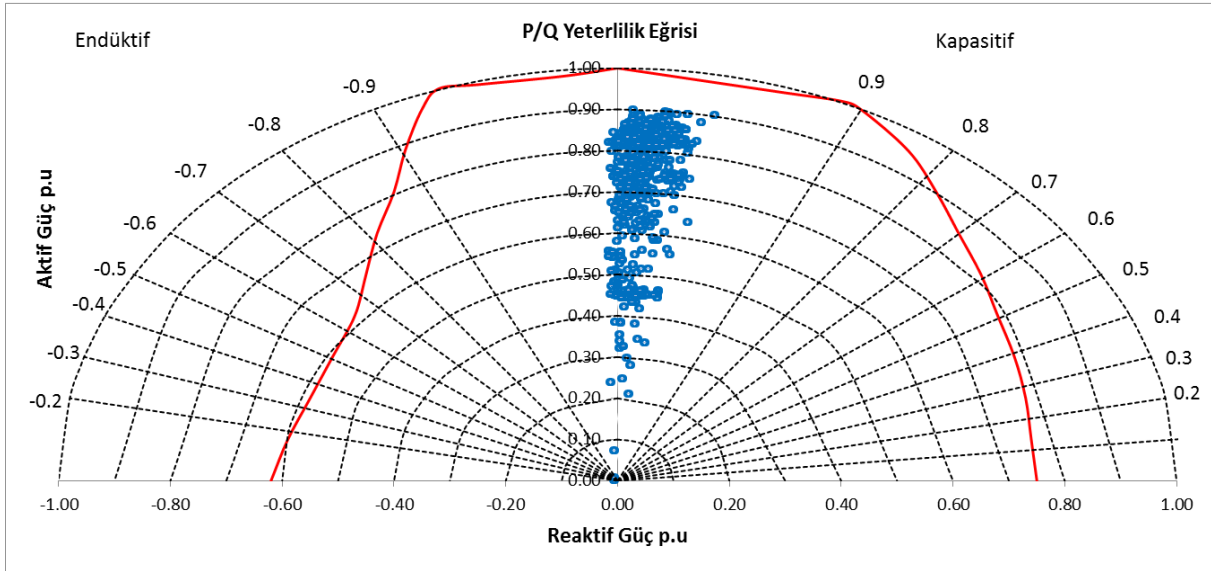
Şekil 4-19'da HES'in bu çalışma durumunda Araklı 3/0 fiderinin aktif ve reaktif güç değerleri bulunmaktadır.



Şekil 4-19 Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç (Mayıs 2016)

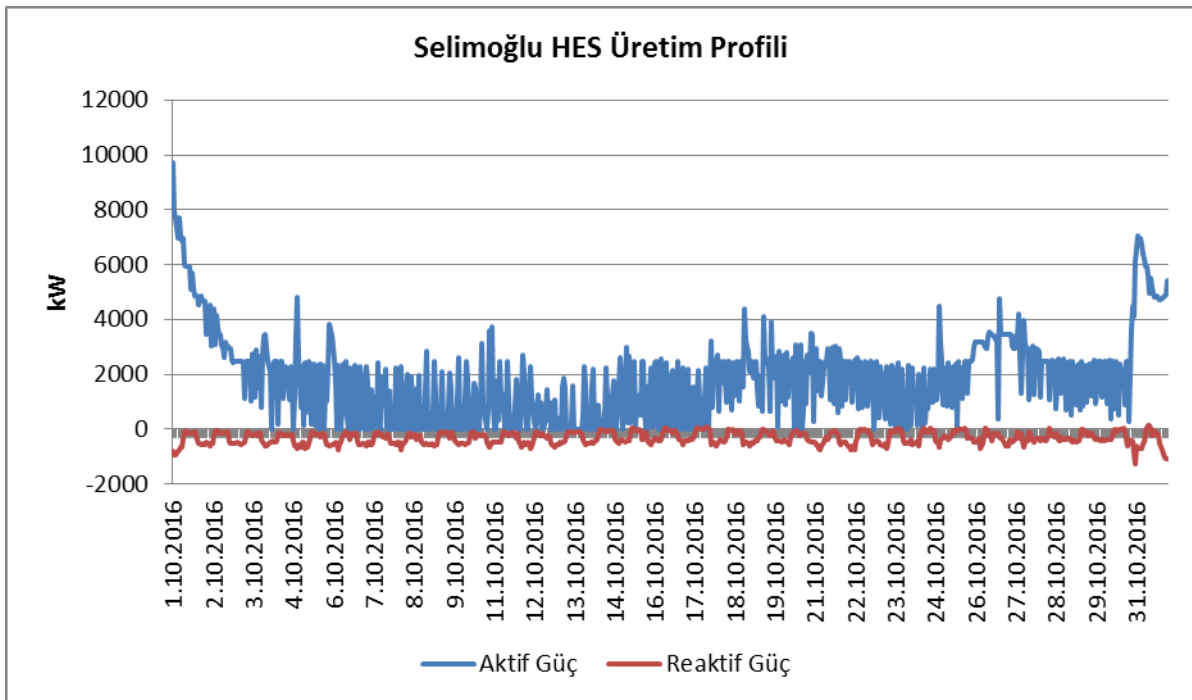
01.05.2016 -31.05.2016 tarihleri arasında Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katıldığı durumda toplam sistem kaybı 259,5 MWh'tır.

Mayıs ayında Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katılması durumunda santral tarafından üretilen aktif ve reaktif güç değerlerinin generatöre ait reaktif yeterlilik eğrisi içerisinde olduğu Şekil 4-20'de gösterilmektedir.



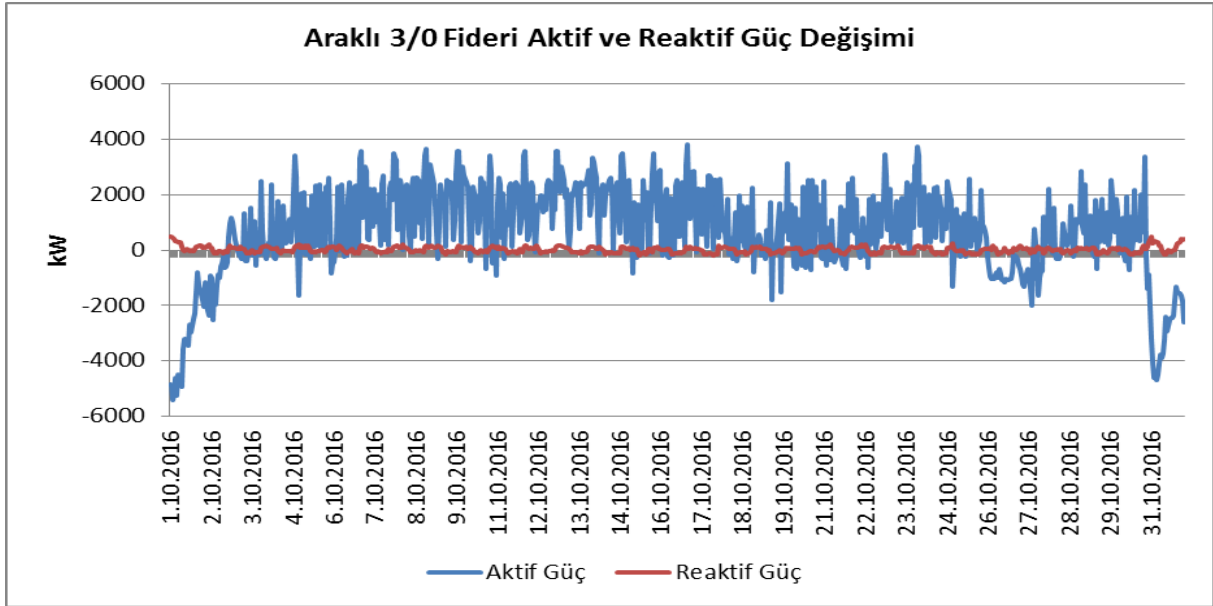
Şekil 4-20 Selimoğlu HES'e Ait Çalışma Bölgeleri (Mayıs 2016)

Şekil 4-21'de Ekim ayına ait Selimoğlu HES'e ait aktif ve reaktif güç grafikleri bulunmaktadır.



Şekil 4-21 Selimoğlu HES'e Ait Üretim Profilleri (Ekim 2016)

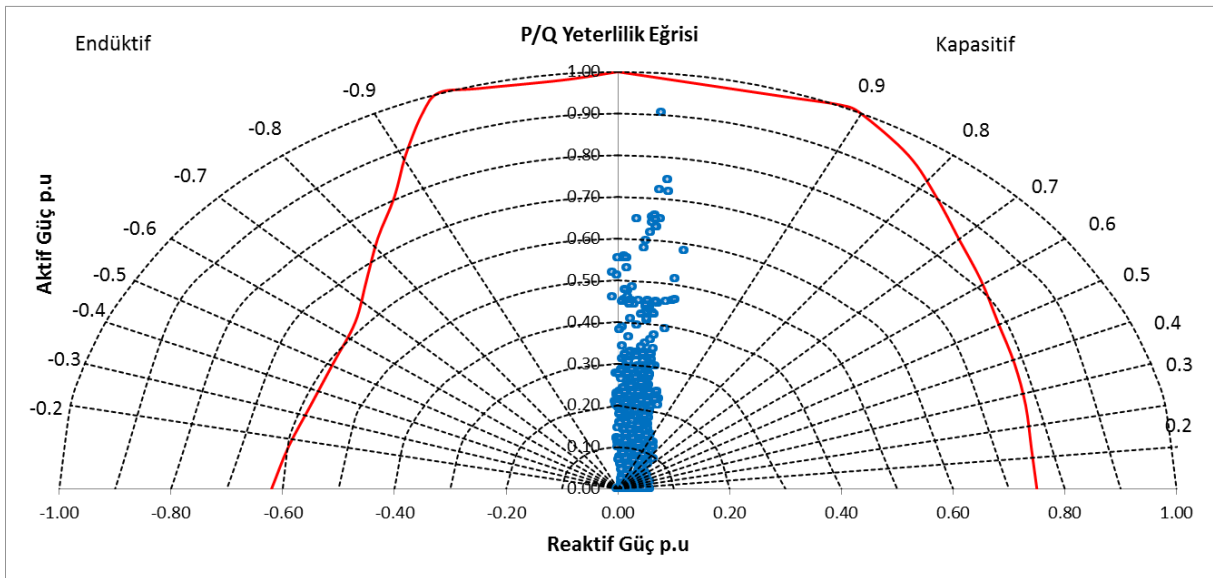
Şekil 4-22'de HES'in bu çalışma durumunda Araklı 3/0 fiderinin aktif ve reaktif güç değerleri bulunmaktadır.



Şekil 4-22 Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif ve Reaktif Güç (Ekim 2016)

01.10.2016 -31.10.2016 tarihleri arasında Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katıldığı toplam sistem kaybı 72,2 MWh'tır.

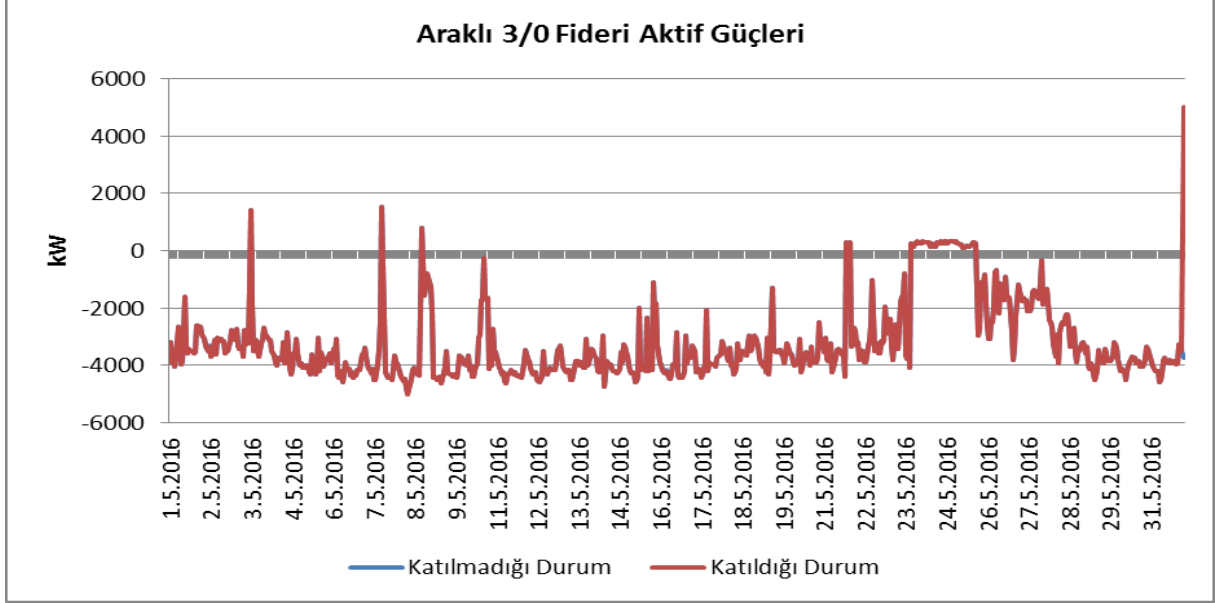
Ekim ayında Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katılması durumunda santral tarafından üretilen aktif ve reaktif güç değerlerinin generatöre ait reaktif yeterlilik eğrisi içerisinde olduğu Şekil 4-23'te gösterilmektedir.



Şekil 4-23 Selimoğlu HES'in Çalışma Bölgeleri (Ekim 2016)

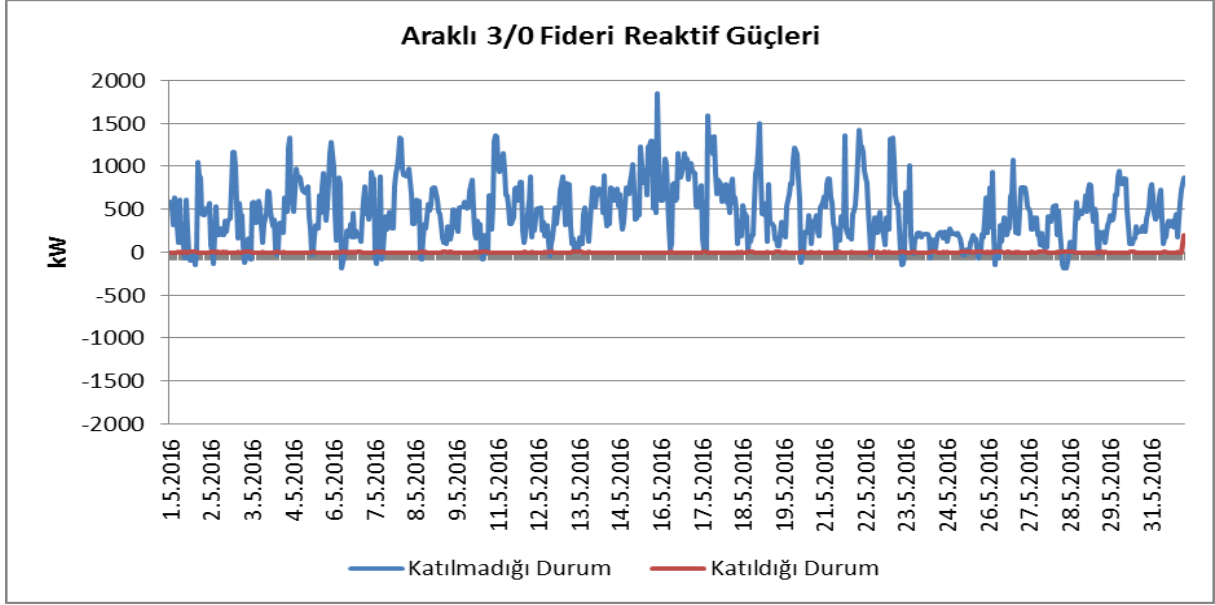
4.6 Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Şebeke Analizleri Sonuçlarının Karşılaştırılması

Şekil 4-24'te Mayıs ayı için Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katıldığı ve katılmadığı durumlarda Araklı 3/0 fiderindeki aktif güç değerleri bulunmaktadır.



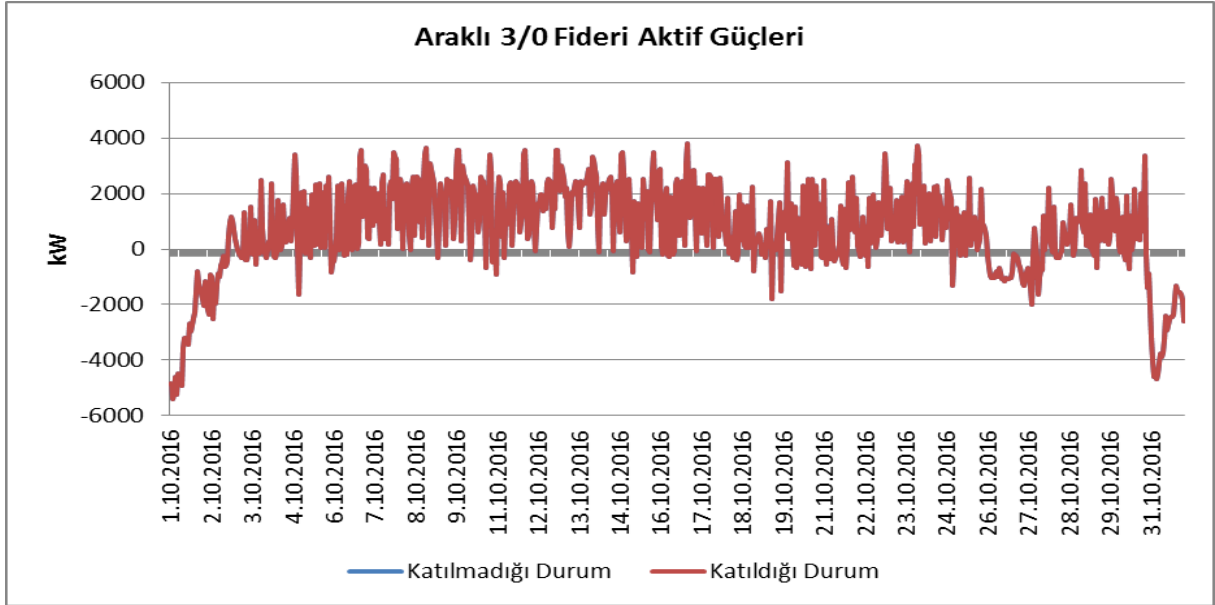
Şekil 4-24 Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif Güç Değerleri (Mayıs 2016)

Şekil 4-25'te görüldüğü gibi her iki durumda da şebekedeki yük profili ve Selimoğlu HES'in üretim profili değişmediği için aktif güç değişmemektedir. Şekil 4-25 incelendiğinde Selimoğlu HES'in şebekeye reaktif güç sağlaması sonucunda Araklı fiderindeki reaktif gücün oldukça azaldığı görülmektedir.



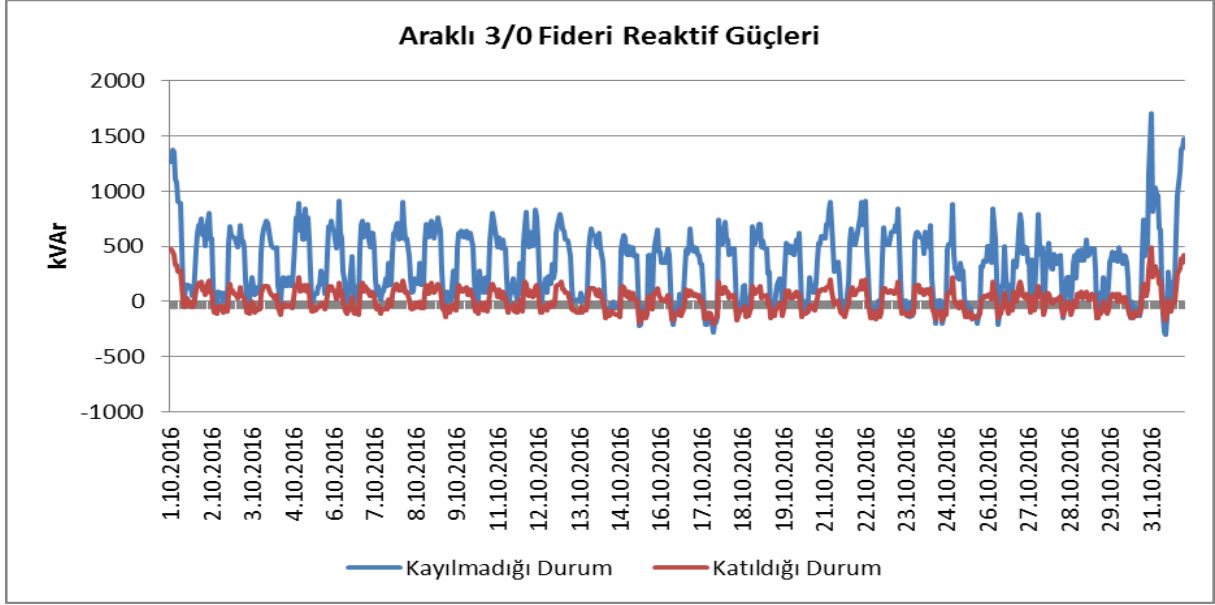
Şekil 4-25 Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Araklı 3/0 Fiderindeki Reaktif Güç Değerleri (Mayıs 2016)

Şekil 4-26'da Ekim ayı için Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katıldığı ve katılmadığı durumlarda Araklı 3/0 fiderindeki aktif güç değerleri bulunmaktadır.



Şekil 4-26 Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Araklı 3/0 Fiderindeki Aktif Güç Değerleri (Ekim 2016)

Şekil 4-26'da görüldüğü gibi her iki durumda da şebekedeki yük profili ve GES'lerin üretim profili değişmediği için aktif güç değişmemektedir. Şekil 4-27 incelendiğinde Selimoğlu HES'in reaktif güç sağlaması sonucunda Araklı fiderindeki reaktif gücün azaldığı görülmektedir.



Şekil 4-27 Selimoğlu HES'in Reaktif Güç Kontrolüne Katılmadığı ve Katıldığı Durumlarda Araklı 3/0 Fiderindeki Reaktif Güç Değerleri (Ekim 2016)

Selimoğlu HES'in reaktif güç kontrolüne katılması durumunda sistem kayıpları da azalmaktadır.

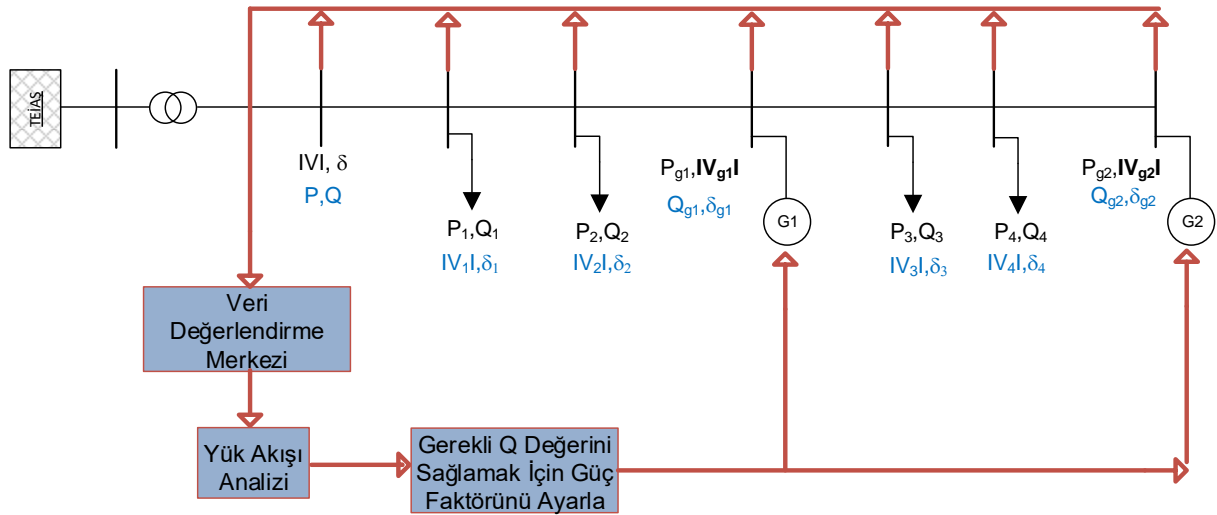
5. Durum Kestirimi (State Estimation)

Literatürde State Estimation olarak geçen durum kestirimi yöntemi 1970’li yıllarda Schweppe tarafından tanımlanmıştır. Bu yöntem sayesinde belirli baralardan belirli sayıda alınan ölçümlerle (gerilim genlikleri, hat güç akışları ve/veya düğümlerdeki aktif, reaktif güç enjeksiyonu) sistemdeki tüm baraların gerilim genliği ve gerilim açısı tahmin edilebilmektedir. Bunun sonucuda sistemdeki tüm hatların güç akışları ve şebeke kayıpları hesaplanabilmektedir. Saha koşulları dikkate alındığında sistemde ölçme hataları olan veriler bulunabilmektedir. Daha da kötüsü bazı ölçüm noktalarından hiç ölçüm sonucu da alınamayabilmektedir. Haberleşme sorunları sebebiyle ölçüm sonuçlarının alınamama durumları bulunmaktadır. Bu durumlardan en az etkilenmek için durum kestirimi algoritmaları geliştirilmiştir.

Güç sistemlerinde herhangi bir güvenlik değerlendirmesi yahut bir karar alınmadan önce sistemin mevcut durumunun güvenilir bir şekilde tahmin edilmesi gerekmektedir. Yük akışı hesaplarının gerçekleştirilebilmesi için yük baralarındaki aktif, reaktif güç enjeksiyonlarının, gerilim baralarındaki aktif gücün ve gerilim genliği değerlerinin bilinmesi gerekmektedir. Bu parametrelerden birinin eksik olması ile yük akışı sonuçları elde edilememektedir. İlave olarak bu parametrelerden birinde meydana gelen herhangi bir hata sonucunda yük akışı sonuçları kullanılamamaktadır. Bu sınırlamalar “Durum Kestirimi (State Estimation)” kullanılarak kaldırılabilir.

Durum kestirimi, belirli kriterlere göre sistem içerisinde belirli noktalardan alınan ölçümlere dayalı olarak sistem içerisinde bilinmeyen noktaların durum değişkenlerini belirleme yöntemidir. Bu yöntemde sistemdeki hat akışları, bara enjeksiyonları, akım ve gerilim ölçümleri kullanılmaktadır. Durum kestirimi yönteminde bilinmeyen durum değişkenleri sistem içerisindeki baralarının gerilim genliği ve açı bilgisidir.

Yük akışı hesabının yapılabilmesi için Şekil 5-1’de bulunan düğümlerde siyah olarak yazılmış tüm verilerin başlangıçta bilinmesi gerekmektedir. Dağıtım şebekesi düşünüldüğünde bu kadar verinin gerçek zamanlı olarak alınabilmesi mümkün olmayacaktır. Durum kestirimi yöntemi konvensiyonel yük akışı yöntemleriyle karşılaştırıldığında sistemdeki tüm baraların aktif, reaktif gücüne ve gerilimlerine ihtiyaç duymamaktadır. N baralı bir sistemde gerçekleştirilecek olan gözlenebilirlik analiziyle birlikte optimum sayıda ölçü aletiyle sistemin durumunu tahmin edebilmektedir.



Şekil 5-1 Örnek Sistem

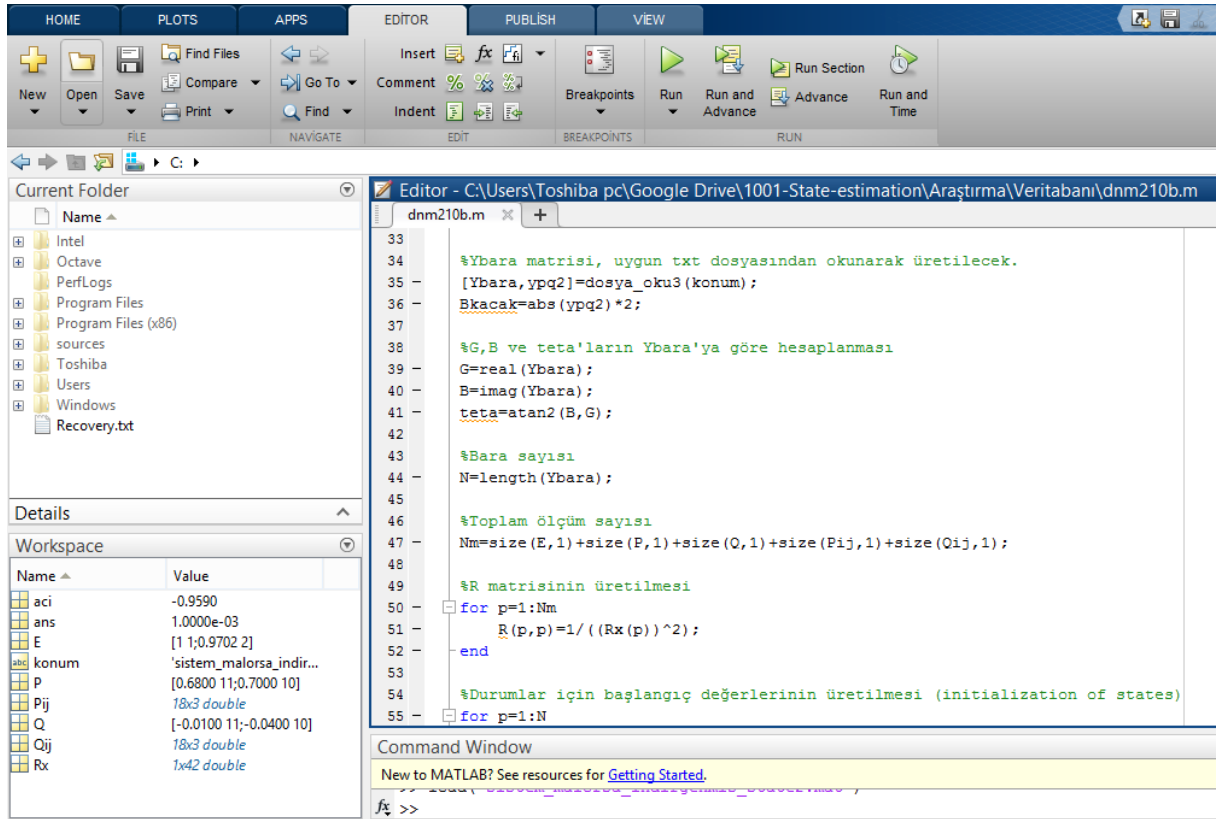
Herhangi bir sistemde durum kestirimi uygulanabilmesinin en önemli şartı sistemin gözlenebilir olmasıdır. Gözlenebilirlik analizi, durum kestirimi yönteminde durum değişkenlerinin (bara gerilim genliği ve açısı bilgisi) sistemde var olan ölçümler ile tahmin edilebilirliğinin bir göstergesidir. Eğer sistemin durum değişkenleri (bara gerilim genlik ve açıları), var olan ölçümler ile tahmin edilebiliyorsa o sistem için “gözlenebilir sistem”, eğer sistemin sadece belirli kısımları tahmin edilebiliyorsa, bu kısımlar için ise “gözlenebilir adalar” ifadesi kullanılmaktadır. Gözlenebilir adalardan oluşan sisteme ilave izleme sistemleri ve uzak uç birimleri eklenerek gözlenebilir adaların birleşmesi ve tüm sistemin gözlenebilir olması sağlanabilmektedir.

Gözlenebilirlik analizi sayesinde hem durum kestirimi probleminin matematiksel olarak çözülebilir olması sağlanacak, hem de bu sayede ölçüm alınan bara sayısında azalma meydana getirilebilecektir. Ölçüm, kontrol ve arıza tespit cihazlarının daha az noktaya konumlandırılması hem uygulama pratikliği hem de ekonomik kazanç sağlamaktadır.

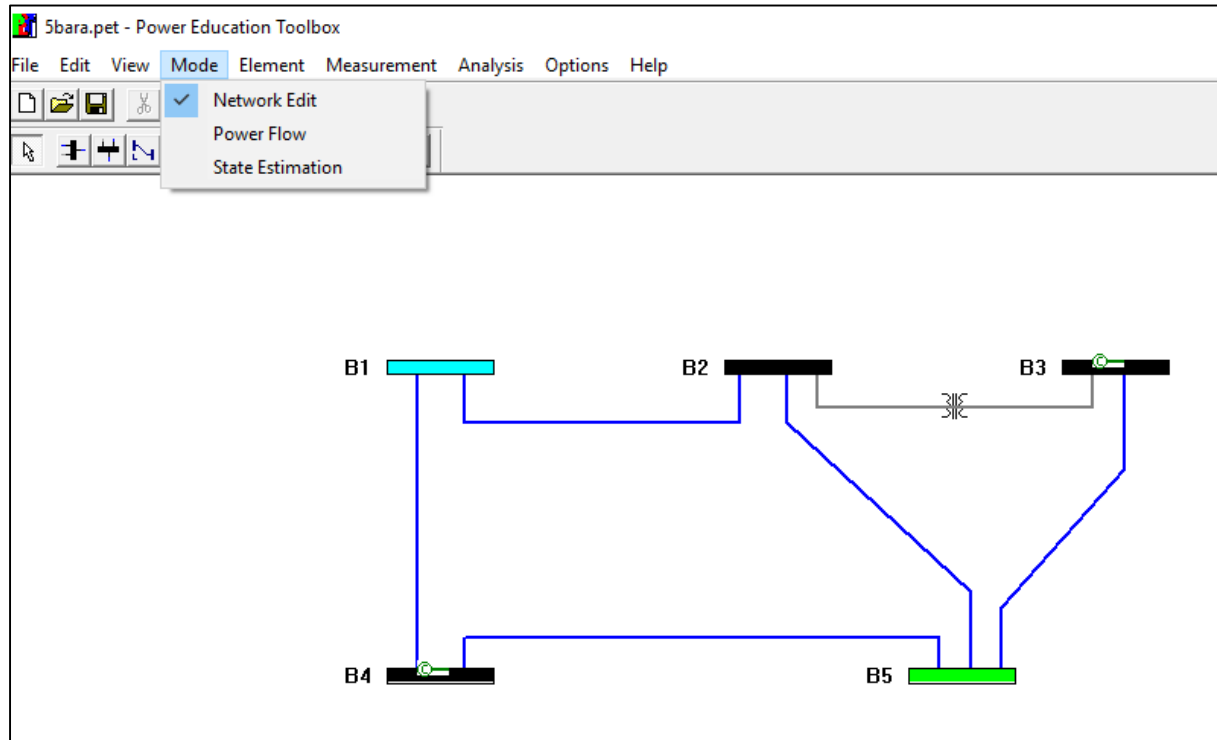
Gözlenebilirlik analizi sayesinde sistemden minimum sayıda ölçüm alınarak şebeke doğru şekilde tahmin edilebilmektedir. Sistemden rastgele alınan ölçümlerle yapılan durum kestirimi doğru sonuç vermeyebilir ya da sistem gözlenebilir olmadığında sonuç elde edilmemektedir. Bu durumda bad data analizleri, ölçüm alınan noktalardan gelen verilerin doğru olup olmadığı kontrol edilebilmektedir.

5.1 Giriş

State Estimation ile ilgili yapılan araştırmalar sonucunda Ali Abur tarafından yazılmış olan yük akışı, gözlenebilirlik analizi ve state estimation analizlerini yapabilen bir paket program bulunmuştur. Ayrıca Jonh J. Grainger ve William D. Stevenson tarafından yazılmış olan Power System Analysis kitabındaki state estimation bölümü incelenerek ve kitapta verilen denklemler kullanılarak state estimation analizi yapmayı sağlayacak bir kod yazılmıştır. Aşağıdaki şekilde ilgili kodun ve paket programın örnek olarak görseli bulunmaktadır.

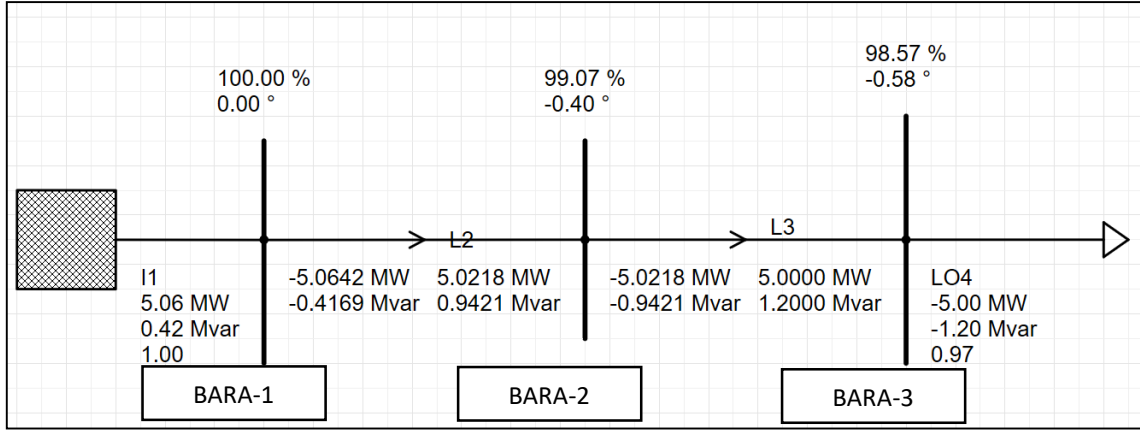


Şekil 5-2 State Estimation Koduna Ait Örnek Görsel



Şekil 5-3 Paket Programa Ait Görsel

Çalışmalarla ilk olarak sincalde kurulan 3 baralı örnek bir sistem üzerinden başlanmıştır. Şekil 5-4'te 3 baralı sisteme ait sincal görseli bulunmaktadır. State Estimation için N baralı bir sistemde 2N-1 adet ölçüme ihtiyaç duyulmaktadır. Sistemimiz 3 baralı olduğu için 5 adet ölçüm verisi gerekmektedir. İlgili koda ölçüm verisi olarak Bara 2'den Bara 1'e hattın aktif ve reaktif güç akışı, Bara 2'den Bara 3'e hattın aktif ve reaktif güç akışı, Bara 1'in gerilim genliği değeri girilmiştir ve sonuçta tüm baraların gerilim genliklerinin ve gerilim açılarının tahmin edilmesi sağlanmıştır.



Şekil 5-4 Sincalde Kurulan 3 Baralı Örnek Sistem

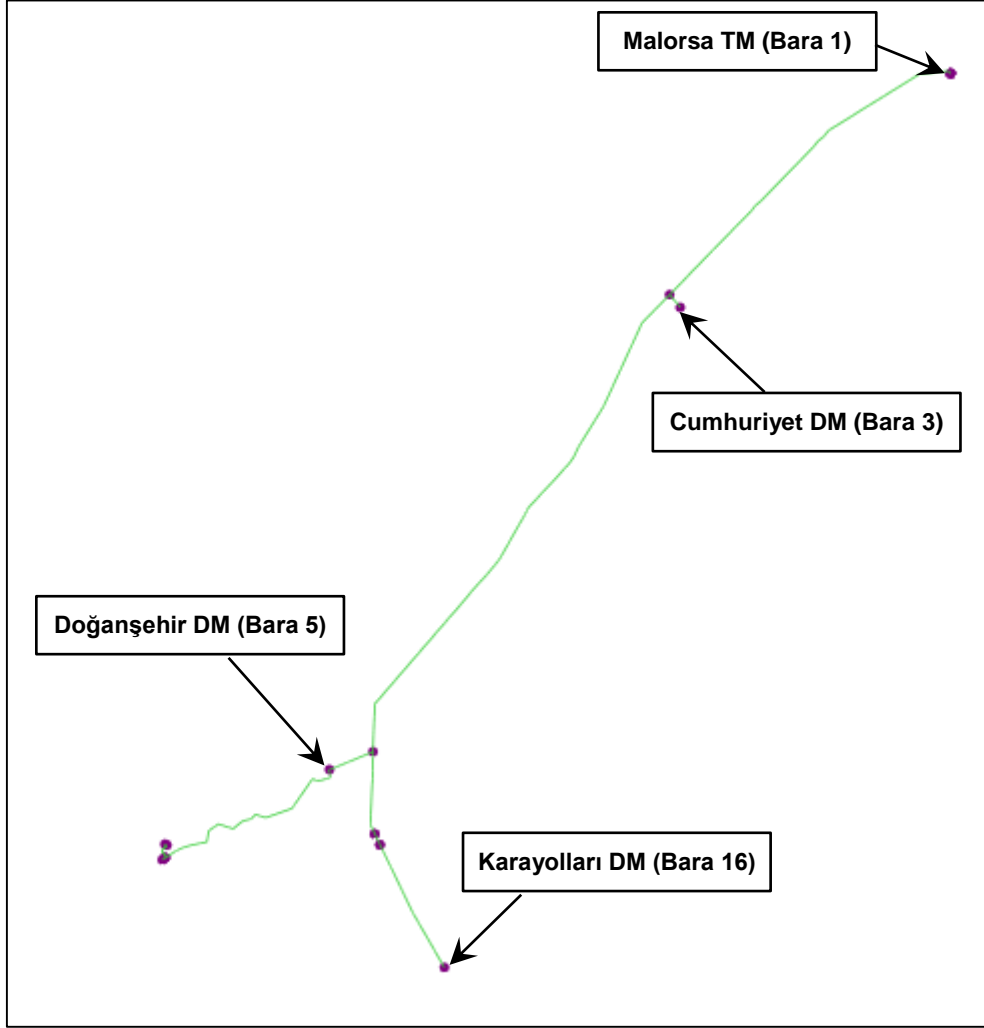
Tablo 5-1'de sincalden ve yazılım kodundan elde edilen sonuçlar bulunmaktadır. Görüldüğü gibi yazılım kod sonuçları sincal ile birebir uyumaktadır.

Tablo 5-1 3 Baralı Sistem İçin Sincalden ve Yazılım Kodundan Elde Edilen Sonuçların Karşılaştırılması

Bara	Sincal Sonuçları		Yazılım Sonuçları	
	%V/Vn	Açı	%V/Vn	Açı
1	100	0	100	0
2	99.07	-0.4	99.07	-0.4
3	98.57	-0.58	98.57	-0.58

5.2 Fırat Edaş – Doğanşehir Fideri Durum Kestirimi Çalışması

Bu bölümde, Malorsa TM'den çıkan Doğanşehir fiderine ait sayısal şebeke modeli kullanılarak yapılan analiz çalışmaları anlatılmaktadır. Çalışmalara başlamadan önce sayısal şebeke modeli 17 baralı bir sisteme indirgenmiştir. Sistemdeki branşmanlardan beslenen yükler ana baralara tanımlanmıştır ve bu ana baralardan alınacak ölçümler ile bilinmeyen ana bara ölçümleri tahmin edilecektir. Şekil 5-5'te indirgenmiş sistem gösterilmektedir.



Şekil 5-5 Malorsa TM Doğanşehir Fiderine Ait İndirgenmiş Sayısal Model

Yazılıma ait kodun doğru olarak çalışması için öncelikle sistem topolojisi oluşturulmuş ve giriş verisi olarak kullanılmıştır. Ardından sistemin 17 baralı olması sebebiyle en az 33 adet olacak şekilde, bilindiği kabul edilen ölçüm verileri belirlenmiştir. Fakat bu ölçüm verilerinin gelişigüzel belirlenmesi sonucunda gözlenebilirlik sorunları olduğundan kod çalışmamıştır. Ardından gözlenebilirlik analiziyle ilgili ayrıntılı olarak çalışmalar başlatılmıştır. Bu çalışmaların sonucunda en az sayıda ölçü aletiyle şebekenin durumunun doğru tahmin edilmesi sağlanabilmektedir.

Şekil 5-6’da sistem topolojise ait veriler bulunmaktadır.

Bar	Bar	0.00013701	0.00015541	0.00171377
12	14	0.00000407	0.00000462	0.00005094
14	15	0.00001354	0.00000527	0.00004829
16	14	0.00156594	0.00158577	0.01958742
2	3	0.00006671	0.00019455	0.00258857
2	1	0.00147633	0.00430551	0.05728687
4	5	0.00018925	0.00055194	0.00734376
4	12	0.00094350	0.00107020	0.01180177
4	2	0.00222919	0.00650113	0.08650067
5	7	0.00240836	0.00273177	0.03012486
6	7	0.00000283	0.00000321	0.00003537
6	17	0.00000690	0.00000783	0.00008631
6	8	0.00000334	0.00000379	0.00004174
7	10	0.00018526	0.00021014	0.00231732
7	11	0.00018979	0.00021527	0.00237392
9	6	0.00004211	0.00004776	0.00052671

Hattın bağlı olduğu baralar Hat Direnci Hat Reaktansı Hat Süseptansı

Şekil 5-6 Sistem Topolojisine Ait Veriler

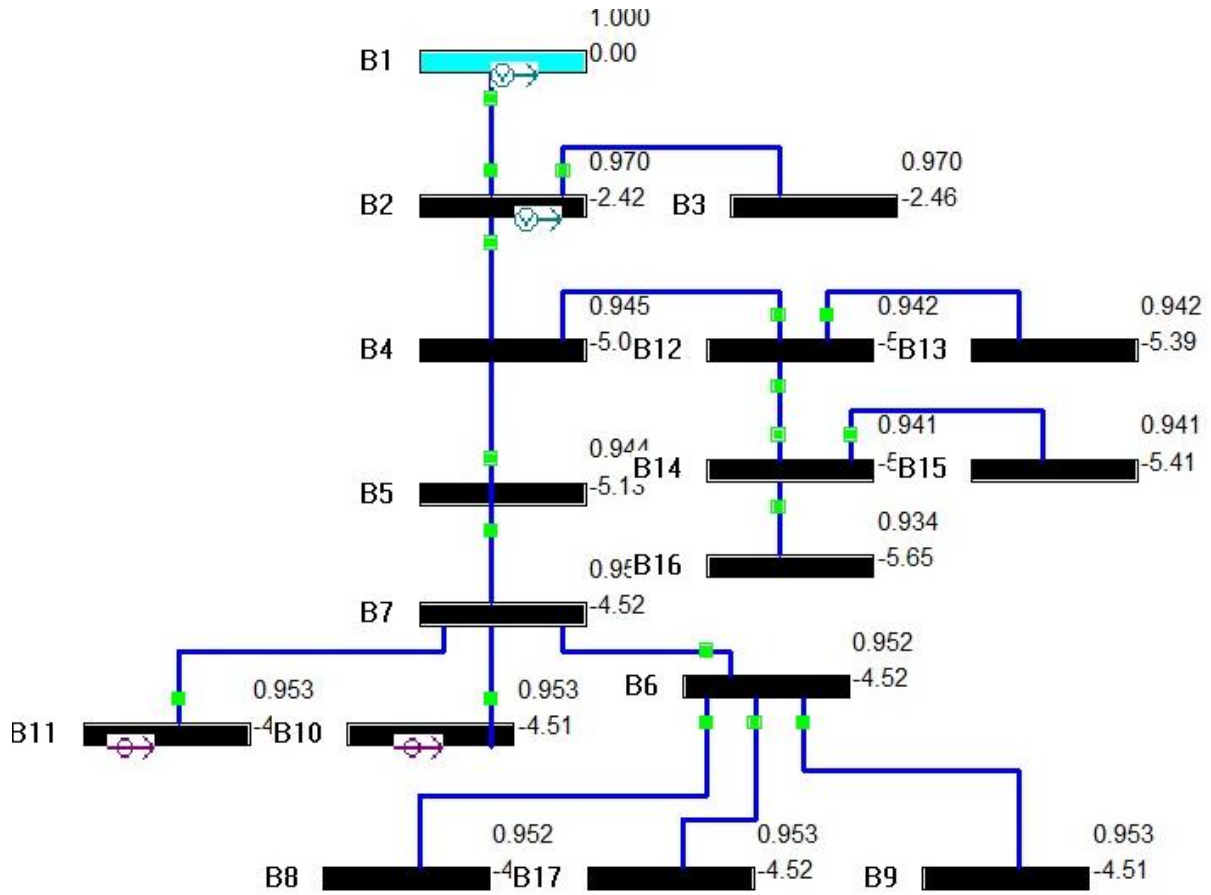
İncelenen gözlenebilirlik analizi çalışmaları dikkate alınarak Doğanşehir fiderine ait indirgenmiş 17 baralı sistem için, belirlenen 8 adet baradan hat akışlarına ait ölçümler alınarak tüm baraların gerilim genlikleri ve gerilim açıları tahmin edilmiştir. Ayrıca yine aynı ölçümler kullanılarak Ali Abur’un paket programında “State Estimation” analizi çalıştırılmış ve sonuçlar elde edilmiştir. Tablo 5-2’de sinclal sonuçları ve yazılım kodundan elde edilen sonuçlar verilmektedir.

Tablo 5-2 17 Baralı Sistem İçin Sincalden ve Yazılımdan Elde Edilen Sonuçların Karşılaştırılması

Bara	Sincal Sonuçları		Yazılım Sonuçları	
	%V/Vn	Açı	%V/Vn	Açı
1	100	0	100	0
2	97.02	-2.42	97.02	-2.42
3	96.97	-2.46	96.97	-2.46
4	94.46	-5.03	94.46	-5.03
5	94.41	-5.13	94.41	-5.13
6	95.25	-4.52	95.25	-4.52
7	95.25	-4.52	95.25	-4.52
8	95.25	-4.52	95.25	-4.52
9	95.26	-4.51	95.26	-4.51
10	95.27	-4.51	95.27	-4.51
11	95.27	-4.51	95.27	-4.51
12	93.91	-5.22	94.22	-5.39
13	93.91	-5.22	94.22	-5.39
14	93.83	-5.25	94.14	-5.41
15	93.83	-5.25	94.14	-5.41
16	93.05	-5.48	93.36	-5.65
17	95.25	-4.52	95.25	-4.52

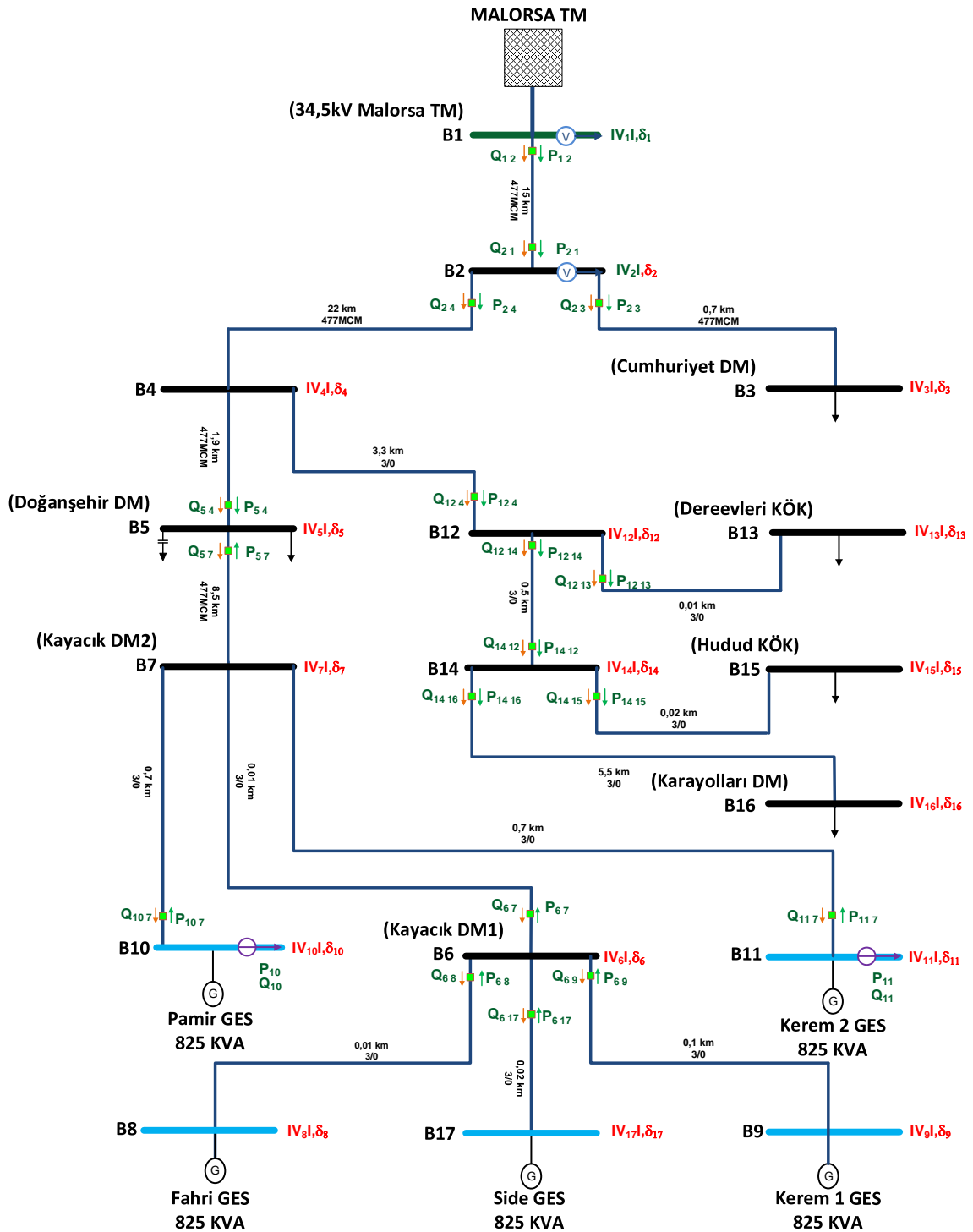
Tablo 5-2’de görüldüğü gibi 5 adet bara haricindeki diğer baraların gerilim genlikleri ve gerilim açıları birebir tutmaktadır. Birebir tutmayan 5 baraya ait sonuçlar da oldukça yakın çıkmıştır.

Şekil 5-7'de aynı sistem için Ali Abur'un paket programından elde edilen sonuçlar bulunmaktadır.

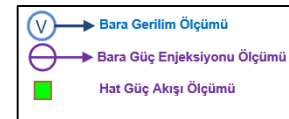


Şekil 5-7 17 Baralı Sistem için Ali Abur'un Paket Programından Elde Edilen Sonuçlar

Şekil 5-8'de Durum Kestirimi çalışmaları kapsamında 17 baraya indirgenmiş sistemden alınan ölçümlerin bilgileri bulunmaktadır. Şekildeki baralarda kırmızı yazı ile belirtilen gerilim genliği ve gerilim açısı değerleri hesaplama sonucunda belirlenmektedir.

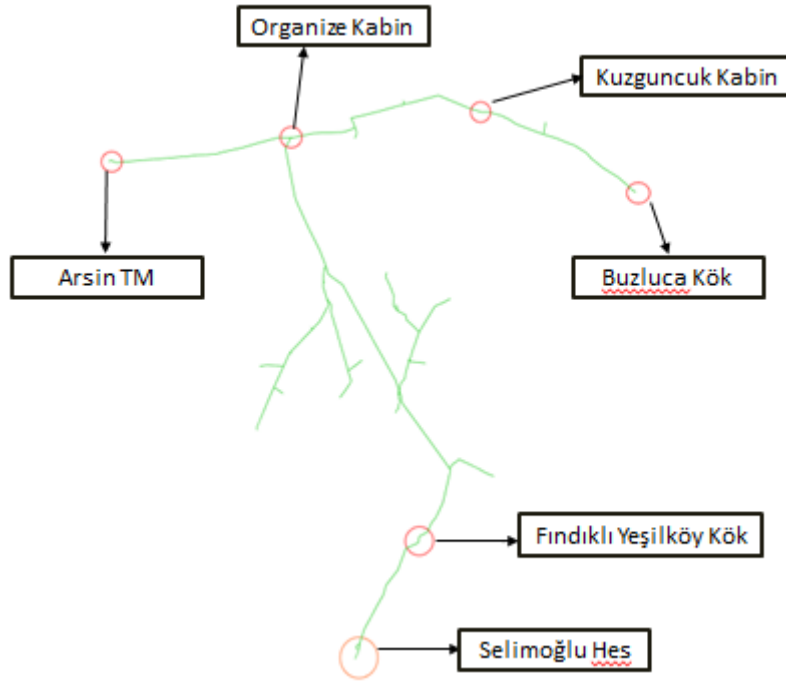


Şekil 5-8 Sistemden Alınan Ölçümler ve Hesaplanan Gerilim (Genlik-Açı) Değerleri



5.3 Çoruh Edaş – Araklı 3/0 Fideri Durum Kestirimi Çalışması

Bu bölümde Arsin TM’den çıkan Araklı 3/0 Fiderine ait sayısal şebeke modeli kullanılarak yapılan analiz çalışmaları anlatılmaktadır. Çalışmalara başlamadan önce sayısal şebeke modeli 6 baralı bir sisteme indirgenmiştir. Sistemdeki branşmanlardan beslenen yükler ana baralara tanımlanmıştır ve bu ana baralardan alınacak ölçümler ile bilinmeyen ana bara ölçümleri tahmin edilecektir. Şekil 5-9 ‘de Araklı TM Araklı 3/0 fiderine ait indirgenmiş sayısal model gösterilmektedir.



Şekil 5-9 Arsin TM/Araklı Fideri İndirgenmiş Sayısal Model

Bu fider üzerindeki önemli noktalar olan Kabin, Kök, DM ve üretim tesisleri işaretlenerek belirlenmiştir. Bu noktalar haricinde çok fazla sayıda düğüm noktası olması sebebiyle her noktadan ölçüm alınmasını mümkün olmamaktadır. Bu kapsamda indirgenen sistemde “Durum Kestirimi” yöntemi ile ölçü aletlerinin optimum sayısı ve konumları bulunmuş ve de indirgenmiş sistemdeki tüm noktaların gerilim genlikleri ve açıları belirlenmiştir.

Yazılım kodunun doğru olarak çalışması için öncelikle sistem topolojisi oluşturulmuş ve giriş verisi olarak kullanılmıştır. Ardından sistemin 6 baralı olması sebebiyle en az 11 adet olacak şekilde, ölçüm verilerinin alınacağı noktalar gözlenebilirlik analizi çalışmasıyla belirlenmiştir.

Gözlenebilirlik analizi çalışmaları dikkate alınarak 8 adet baradan hat akışlarına ait ölçümlerin alınması gerektiği belirlenmiştir. Bu ölçüm değerleri kullanılarak Durum Kestirimi yazılımı aracılığıyla tüm baraların gerilim genlikleri ve gerilim açıları tahmin edilmiştir. Tablo 5-3’te sincl sonuçları ve yazılım kodundan elde edilen sonuçlar bulunmaktadır.

Tablo 5-3 6 Baralı Sistemde Sincalden ve Yazılım Kodundan Elde Edilen Sonuçların Karşılaştırılması

Bara No	Yazılım Sonuçları		Sincal Sonuçları		Hata Oranı	
	%V/Vn	Açı	%V/Vn	Açı	%V/Vn	Açı
1	0,99	0	1	0	0,81	0
2	1	0,21	1,0064	0,21	0,79	-1,47
3	1,0159	0,68	1,02	0,67	0,79	-0,65
4	1,0211	0,80	1,03	0,81	0,85	0,94
5	1	0,25	1,01	0,24	0,81	-2,98
6	1	0,23	1,01	0,25	0,75	8,93

Tablo 5-3'te görüldüğü kod sonuçları ile sayısal analiz yazılımı sonuçları yüksek doğrulukta aynı sonuçlar vermektedir.

6. Dağıtık Üretim Birimlerinin Reaktif Güç Aralıklarını Belirleyen Algoritmanın/Yazılımın Geliştirilmesi

Bu bölümde, teknik kalite izleme sistemi üzerine entegre edilecek kontrol/izleme sisteminin bir örneği ve anlık ölçüm verilerini kullanarak reaktif güç aralıklarını belirleyen uygulama anlatılmaktadır. Bu kısımda akış diyagramları ve döngüler içinde çözülen matematiksel ifadeler açıklamaları ile birlikte yer almaktadır.

Yazılan programların içeriği aşağıdaki adımlardan oluşmaktadır.

1. Sistem parametrelerinin programa girilmesi (hat direnci, reaktansı vb.)
2. Sahadan ölçümlerin alınması
3. Sistem parametreleri ve sahadan alınan ölçümler ile durum kestirimi yapılarak sistemdeki tüm baraların gerilim genliği ve açılarının elde edilmesi
4. Elde edilen gerilim genlikleri ve açıları ile yük akışının yapılması
5. Belirlenen bir optimizasyon yöntemi ile pilot TM’de istenen güç faktörü değeri için santralin üretmesi gereken reaktif güç değerinin belirlenmesi

Cihaz_okuma5 isimli modül ana programı oluşturmaktadır. Bu ana program kendi içinde gereken kısımlarda alt programları çağırıp gerekli işlemleri yaparak çalışmaya devam etmektedir. “cihaz_okuma5” isimli modülün alt programları ve işlevleri Tablo 6-1’de bulunmaktadır.

Tablo 6-1 Algoritma Alt Modülleri ve İşlevleri

Algoritma Alt Modülleri	İşlevleri
cihaz_okuma5	Ana Program
dnm210b	Durum Kestirimi Yöntemi
dnm210Hmatris	Durum Kestirimi için gereken H matrisinin hesabı
dosya_oku2	.txt dosyalarının okunması
dosya_oku3	Y bara matrisinin oluşturulması
fgucx4	Güç akışı programının çağırılması ve optimizasyon sonrası güç faktörü hesabı
guc4x4	Güç akışı programı
hfgucf3	Optimizasyon alt fonksiyonu

Tablo 6-2 Algoritma Modülleri ve İşlevleri

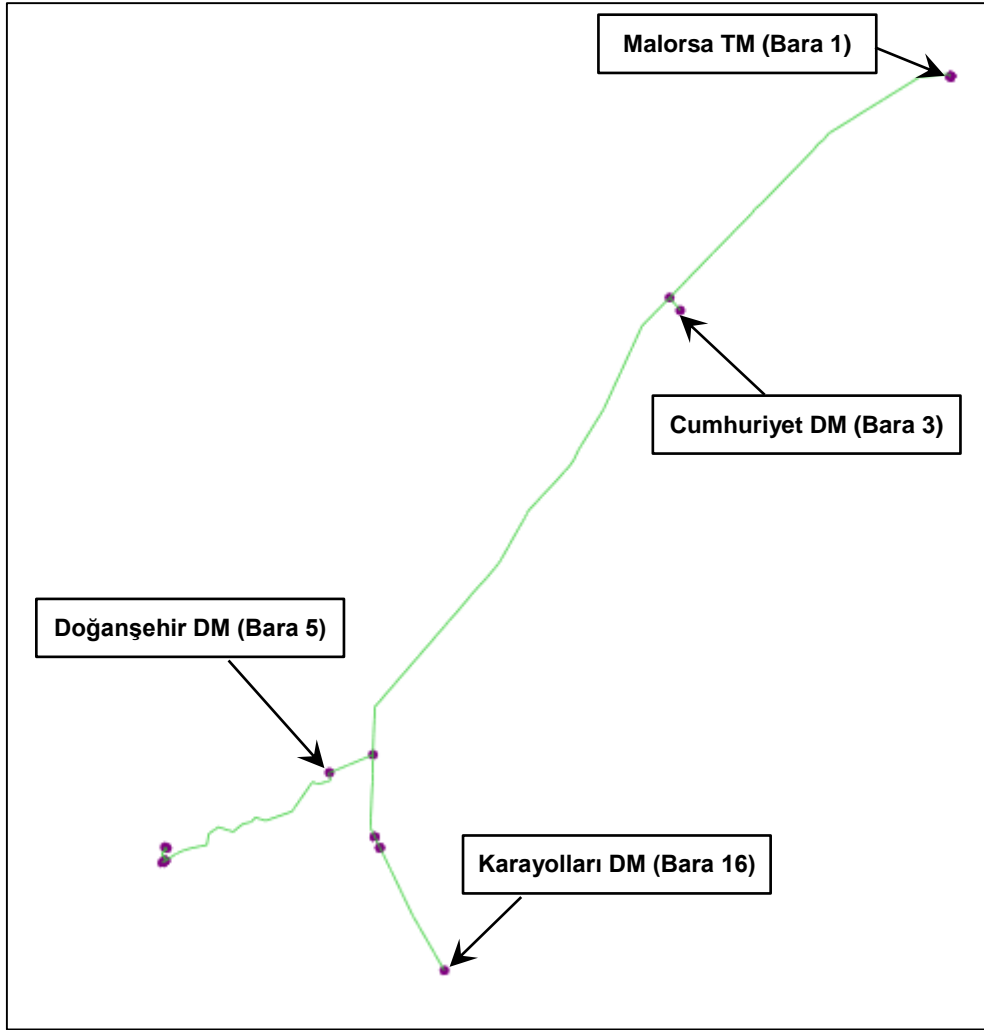
Algoritma Modülleri	İşlevleri
sistem_aksa_indirgenmiş	Hat parametrelerinin girildiği txt dosyası
sistem_aksa_indirgenmiş_deny_guncel	Güç akışı sonuçlarının yazıldığı txt dosyası
sistem_aksa_indirgenmiş_olcumler2	Ölçümlerin manuel olarak girilmesi (E, P, Q, Pij, Qij, Pozel, Qozel, Rx)
sistem_aksa_indirgenmiş_olcumler_ek2	TM'deki diğer fiderlerin eşdeğer yükünün yazıldığı .mat dosyası/ program kendi yazıyor
sistem_aksa_temel_degerler	Hazır olarak hesaplanmış sistem parametreleri

Ana program olan ve diğer alt programları çağırarak tüm işlemleri gerçekleştiren “cihaz_okuma5b.m” isimli fonksiyon çalıştırılabilir.

Sadece durum kestirimi yöntemini içeren “dnm210b.m” isimli dosyayı çalıştırarak sonuçları elde etmek için ise ölçümlerin yer aldığı konum bilgisi ve matris işlemleri için yöntem seçilmesi ve fonksiyonun çağırılması gerekmektedir.

- skonum=['sistem_aksa_indirgenmis_olcumler2']; *ölçümlerin yer aldığı konum bilgisi
- yontem=1; *Matris tersi alma işlemleri için
- [Vgenlik,Vacid,dene]=dnm210b(skonum,yontem) *Fonksiyonun çağırılması

FIRAT Edaş için belirlenen pilot fider Şekil 6-1'de görülmektedir. Hatların direnç (R), reaktans (X) ve süseptans (B) değerlerinin per-unit olarak algoritmaya girilmesi gerekmektedir.



Şekil 6-1 Pilot Fiderin İndirgenmiş Şebeke Modeli

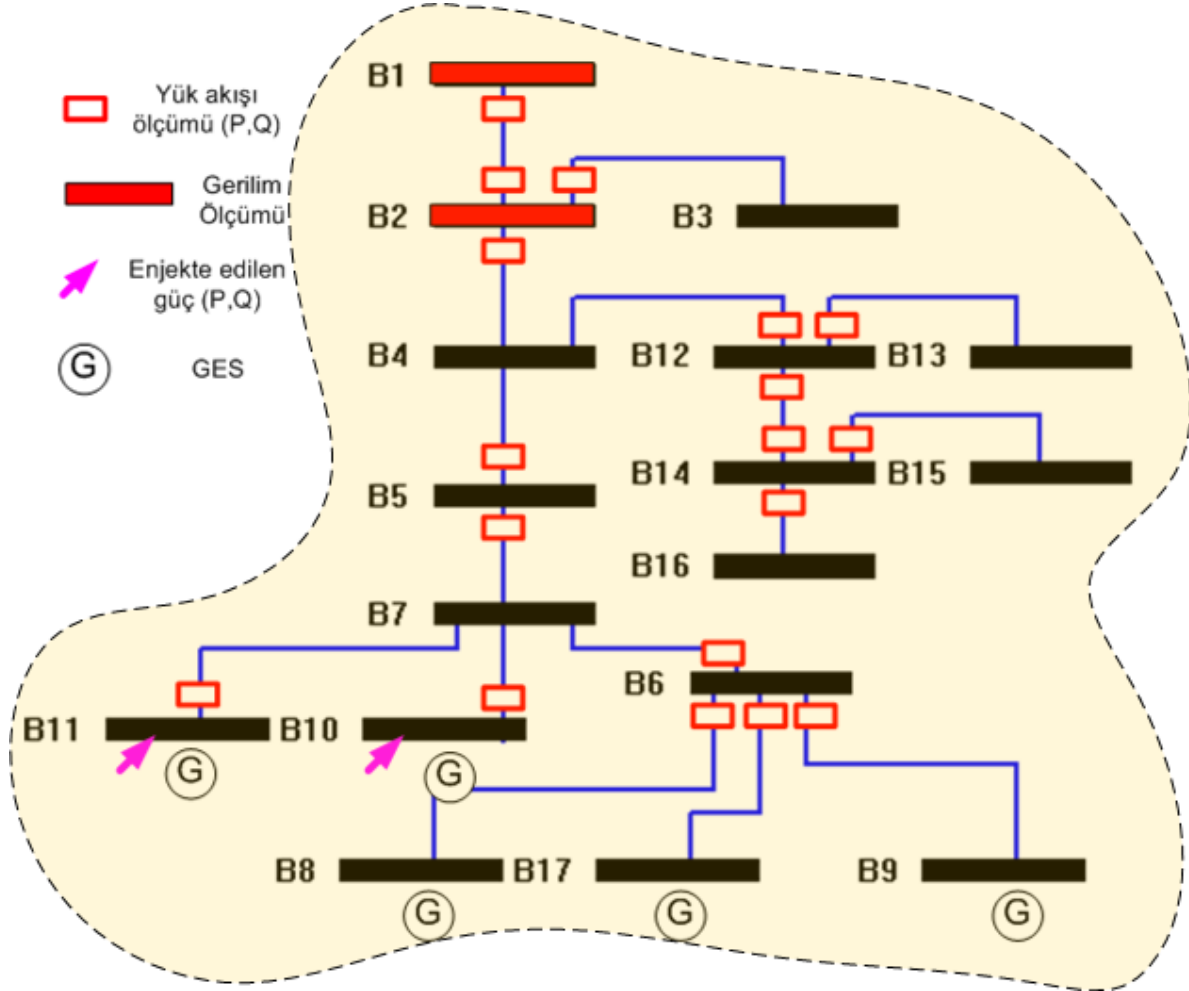
Şekil 6-2’de hatlar için hesaplanan R, X ve B değerleri verilmektedir. Bu değerler per-unit değerlerdir.

Hatın bağlı olduğu baralar	Hat Direnci	Hat Reaktansı	Hat Süseptansı
17			
12 14	0.00013701	0.00015541	0.00171377
12 13	0.00000407	0.00000462	0.00005094
14 15	0.00001354	0.00000527	0.00004829
16 14	0.00156594	0.00158577	0.01958742
2 3	0.00006671	0.00019455	0.00258857
2 1	0.00147633	0.00430551	0.05728687
4 5	0.00018925	0.00055194	0.00734376
4 12	0.00094350	0.00107020	0.01180177
4 2	0.00222919	0.00650113	0.08650067
5 7	0.00240836	0.00273177	0.03012486
6 7	0.00000283	0.00000321	0.00003537
6 17	0.00000690	0.00000783	0.00008631
6 8	0.00000334	0.00000379	0.00004174
7 10	0.00018526	0.00021014	0.00231732
7 11	0.00018979	0.00021527	0.00237392
9 6	0.00004211	0.00004776	0.00052671

Şekil 6-2 Sistemdeki Hatların Parametreleri

Algoritma için hat parametreleri “sistem_aksa_indirgenmis” dosyasına girilmelidir.

Algoritmada sahadan gelecek olan ölçümler "sistem_aksa_indirgenmis_olcumler" içinde yer almaktadır. Bu dosyada anlık olarak gelen ölçümlerin yer aldığı düşünülmüştür. Şekil 6-3'te kırmızı kutu ile gösterilen yerlerden aktif ve reaktif güç ölçümü, kırmızı boyalı gösterilen baralardan ise gerilim genliği bilgisi alınmaktadır.



Şekil 6-3 İndirgenmiş Sistemde Belirlenen Ölçüm Noktaları

Sahadan gelecek olan ölçümlerin birimlerinin ($S_{baz}=1$ olarak belirlendiği için) MW/MVAr olarak programa yazılması gerekmektedir. Alınacak ölçümler farklı yerlere yerleştirilen ölçü aletlerinden gelmektedir. Fider üzerinden hat akışları (P_{ij}, Q_{ij}) alınırken, baralar üzerinden gerilim genliği bilgisi (V) alınmaktadır.

6.1 Durum Kestirimi Yöntemi

Algoritmada “Dnm210b” isimli program, gelen verilere göre sistem için durum kestirimi yapmaktadır. Durum kestirimi algoritması 1. ve 2. adımlarda programa giren sistem parametreleri ve sahadan gelen ölçümleri kullanarak, sistemdeki tüm baralara ait gerilim genliği ve açılarını tahmin edebilmektedir.

6.2 Bara Gerilimlerinin Optimizasyonu İçin En Uygun Reaktif Güç Değerlerinin Belirlenmesi

“Cihaz_okuma5b” isimli ana programda yük akışı ve durum kestirimi sonuçları “sistem_aksa_indirgenmis_deny_guncel” isimli dosyaya yazıldıktan sonra, bara gerilimlerinin optimizasyonu yapılmaktadır.

Yük akışı ile elde edilen bara gücünden TM’deki ölçüm çıkarılarak diğer TM yüklerinin aktif ve reaktif güçleri elde edilmiştir.

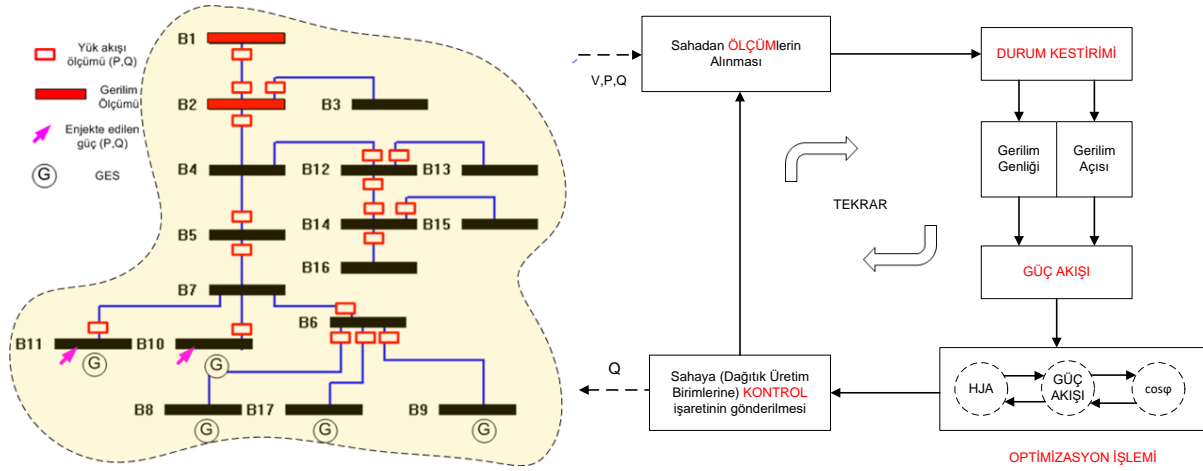
Bara gerilimlerinin optimizasyonu için en uygun reaktif güç değerlerinin belirlenmesi “hjpgucf3.m” isimli alt programa karşılık gelmektedir. Bu program alt programlardan oluşmakta ve içerisindeki döngüler alt programları kapsamaktadır. Bu alt programlar “fgucx4.m” ve “guc4x4.m” dosyalarıdır. Bu alt programlardan “guc4x4.m” isimli fonksiyon yük akışı kodunu çalıştırmaktadır. Yük akışı akış diyagramı ve matematiksel ifadeler bu bölümde verilecektir.

Algoritma ile güç faktörü optimizasyonu aşağıdaki gibi yapılmaktadır.

- Ulaşılmak istenen güç faktörü $G_{\text{indeks}} = \dots (0,985)$ belirle.
- Denklem (3) ve (4) ile 4. Bölümde hesaplanan baraya enjekte edilen aktif ve reaktif güçten $[(P_{k,1}), Q(k,1)]$, ilk adımda sistemden aldığımız TM ölçümlerini $[P_{\text{xozel}}, Q_{\text{xozel}}]$ çıkararak, TM barasındaki eşdeğer yüklerin gücünü $[P_{\text{xyuk}}, Q_{\text{xyuk}}]$ belirle.
- $G_{\text{indeks}0}$ = ilk durumdaki güç faktörünü hesapla. (“fgucx4.m”, “guc4x4”)
- Hooke – Jeeves metodu ile güç faktörü optimizasyonunun gerçekleştirilmesi (“hjpgucf3.m”).

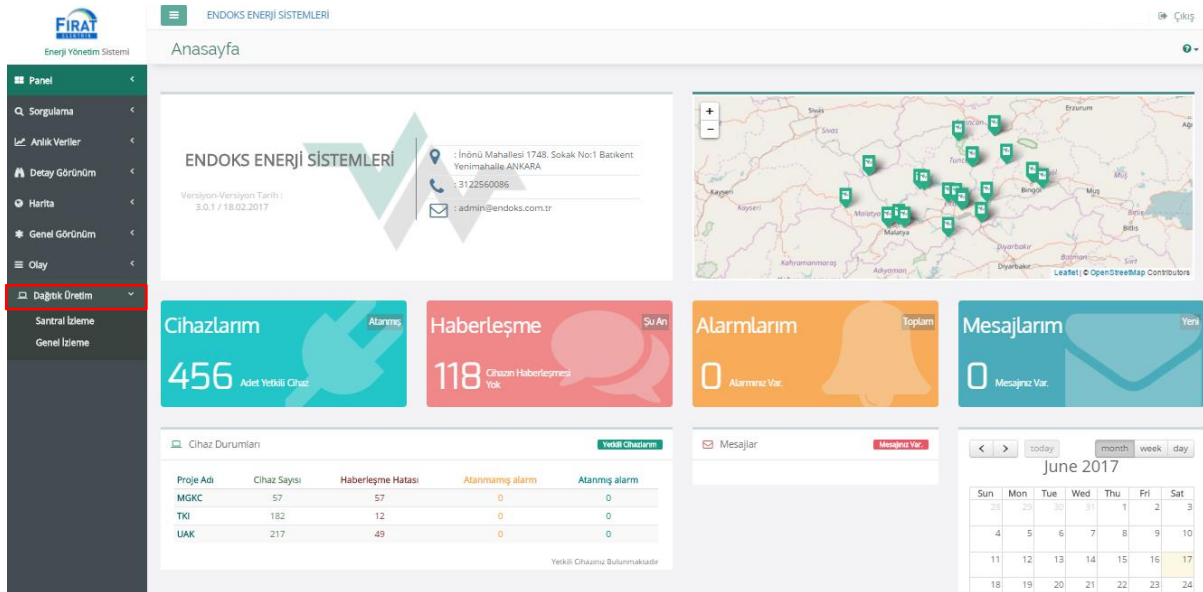
6.3 Hesaplanan Gerilim Değeri İçin Kontrol Sinyalinin Üretilmesi

TM'deki güç faktörü değerine ulaşılması için generatörün üretmesi gereken reaktif güç değeri Hooke-Jeeves metodu ile bulunmaktadır. Bu kapsamda generatöre gereken reaktif gücü üretmesi için sinyal gönderilmekte ve tekrardan belirli aralıklar ile sahadan gelen ölçümler ile adım 2'ye geri dönülerek işlemler tekrarlanmaktadır.



Şekil 6-4 Proje Kapsamında Yapılacak Olan Kontrol Sisteminin Gösterimi

Dağıtık üretim birimlerinin reaktif güç aralıklarının belirlenmesi için merkezi yazılım geliştirilmiştir. Merkezi yazılım teknik kalite izleme yazılımına entegre edilmiş olup ayrı bir modül olarak geliştirilmiştir. Merkezi yazılımın görüntüsü Şekil 6-5'te verilmektedir.

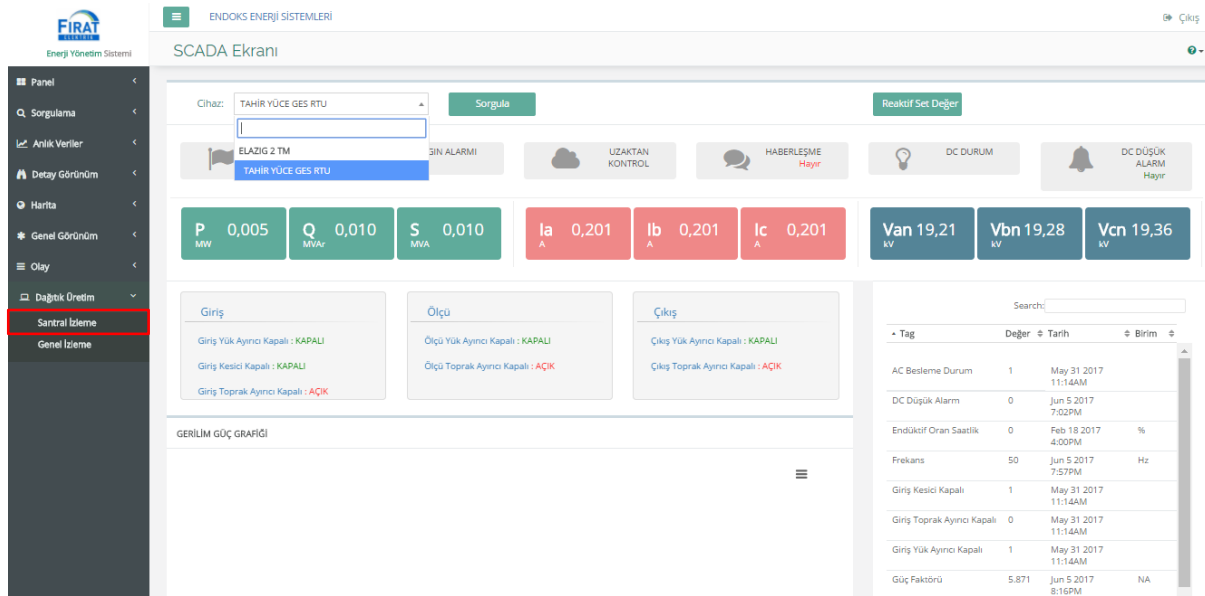


Şekil 6-5 Dağıtık Üretimlerin Reaktif Güç Aralıklarını Belirleyen Merkezi Yazılım

Dağıtık üretimlerin reaktif güç aralıklarının belirlenmesine imkân veren merkezi yazılım iki alt modülden meydana gelmektedir:

- Santral izleme
- Genel izleme

Santral izleme alt modülü TM genelinde yer alan dağıtık üretim birimlerinin görüntülenmesini sağlamaktadır. Cihaz sekmesi altında TM'nin besleme bölgesi içerisindeki dağıtık üretim birimleri yer almaktadır. Aynı zamanda bu ekran dağıtık üretim birimlerinin anlık olarak izlenmesi sağlamakta ve santralin üretim durumu hakkında da bilgi vermektedir. Santral izleme alt modülü Şekil 6-6'da gösterilmektedir.



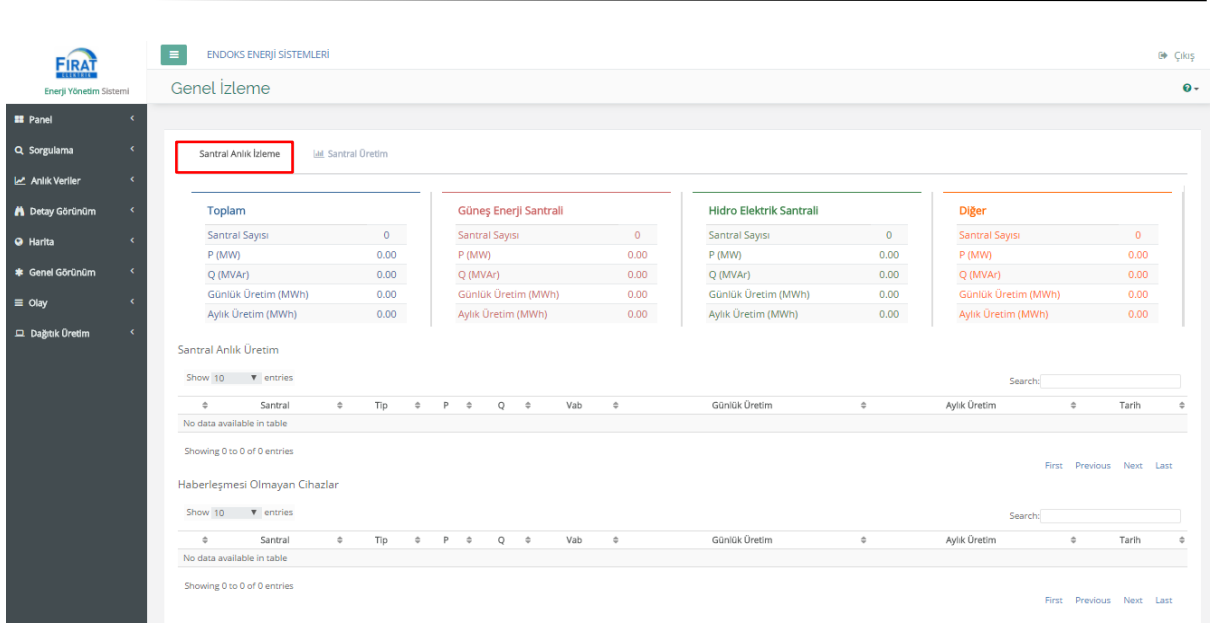
Şekil 6-6 Santral İzleme Alt Modülü

Bu modüle dağıtık üretim birimlerinin uzaktan izlenmesi ve kontrolü imkânı da bulunmaktadır. Santral izleme alt modünde yer alan reaktif set değeri sekmesi ile uzaktan santrale komut verilebilmektedir.

Genel izleme alt modülü kendi içerisinde de iki kısımdan oluşmaktadır:

- Santral Anlık izleme

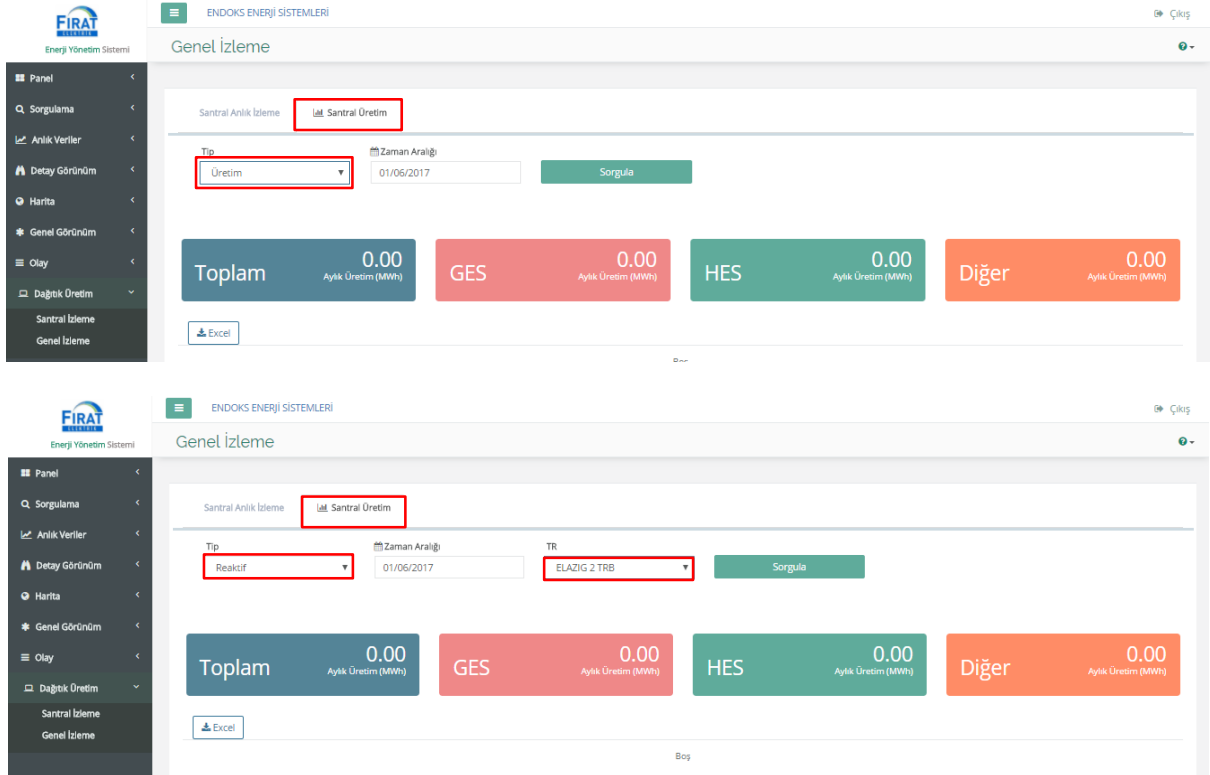
Bu modüle TM içerisinde yer alan dağıtık üretimlerinin anlık aktif ve reaktif güç değerleri gösterilirken, günlük ve aylık üretim değerleri de verilmektedir. Santral anlık izleme alt modülü Şekil 6-7'da gösterilmektedir.



Şekil 6-7 Anlık Santral İzleme Alt Modülü

- Santral Üretim

Bu modül içerisinde aylık olarak dağıtık üretim birimlerinin ürettikleri enerji miktarları verilmektedir. Santral üretim alt modülü Şekil 6-8 de gösterilmektedir.



Şekil 6-8 Santral Üretim Alt Modülü

7. Değerlendirme ve Sonuç

Mevcut şebekenin değişen yapısı ve artan enerji ihtiyacı, akıllı yönetim sistemlerinin geliştirilmesi ve akıllı şebeke yapısına geçilmesi sonucunu doğurmuştur. Akıllı şebeke yapılarına geçiş ile birlikte daha kompleks ama daha verimli tasarımların uygulanabilmesinin ve yönetiminin önü açılmaktadır. Bu bağlamda, şebekedeki dağıtık üretimlerin entegrasyonu sonucunda tek yönlü güç akışı yerini çift yönlü güç akışına bırakmaktadır.

Günümüzde dağıtım şebekelerinde gerilim kontrolü ve reaktif güç kontrolü için genellikle kademe değiştiricili transformatörler, gerilim regülatörleri ve anahtarlanabilir kompanzasyon grupları gibi yöntemler kullanılmaktadır. Ancak pasif şebeke yönetimi yapısında sistem üzerinde geniş kapsamlı bir kontrol hedefinden ziyade lokal çözümler olarak uygulanan bu yöntemlerin, değişken ve çok yönlü yük akışına sahip karmaşık şebeke yapılarında etkin olarak uygulanabilmesi oldukça zordur.

Bu projenin amacı, gelişen şebeke yapısı için yüksek ve daha yenilikçi bir yöntem olan dağıtık üretim birimlerinin reaktif güç değerlerinin, üretim birimlerinin tasarım sınırlarına ve ilgili şebeke yönetmeliklerine uygun olarak değiştirilmesi ve bu sayede reaktif güç kontrolünün sağlanmasıdır. Proje kapsamında yürütülen çalışmalar dört aşamaya ayrılmaktadır.

Projenin birinci aşamasında, literatür taraması ve dünya uygulamalarının araştırılması faaliyetleri gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda ilk olarak reaktif güç kontrolü ile şebekede gerilim kontrolünün sağlanmasına yönelik prensipler detaylı olarak incelenmiştir. Aynı zamanda farklı generatör yapıları kullanan dağıtık üretim birimlerinin karakteristik çalışma eğrileri üzerinde durulmuştur. HES ve GES lere ait söz konusu eğriler, geliştirilen algoritma/yazılımın önemli parçalarından birini meydana getirmiştir.

Projenin ikinci aşamasında ise, pilot fider seçimi ve modellemesi çalışmaları yapılmıştır. Bu kapsamda incelenen fiderler için geçmişe dönük ölçüm verileri değerlendirilmiştir. İncelenen fider üzerinden şebekeye bağlanan santrallerin üretim profilleri ve fider üzerinde bulunan yüklere ait yük profilleri kullanılarak istenen analizler gerçekleştirilmiştir. Sayısal model analiz çalışmaları kapsamında dağıtık üretim birimlerinin reaktif güç kontrolüne katılması durumunda sistem içerisinde yapmış oldukları iyileştirmeler detaylı olarak incelenmiştir. Sistem içerisinde dağıtık üretimlerin reaktif güç kontrolüne katılmadığı durumda gerilim düşümünün en fazla olduğu nokta için; gerilim seviyesi % 89'a kadar düşerken; dağıtık üretimlerin reaktif güç kontrolüne katıldığı durumda gerilim seviyesi % 96.3 seviyesine kadar çıkarılmıştır.

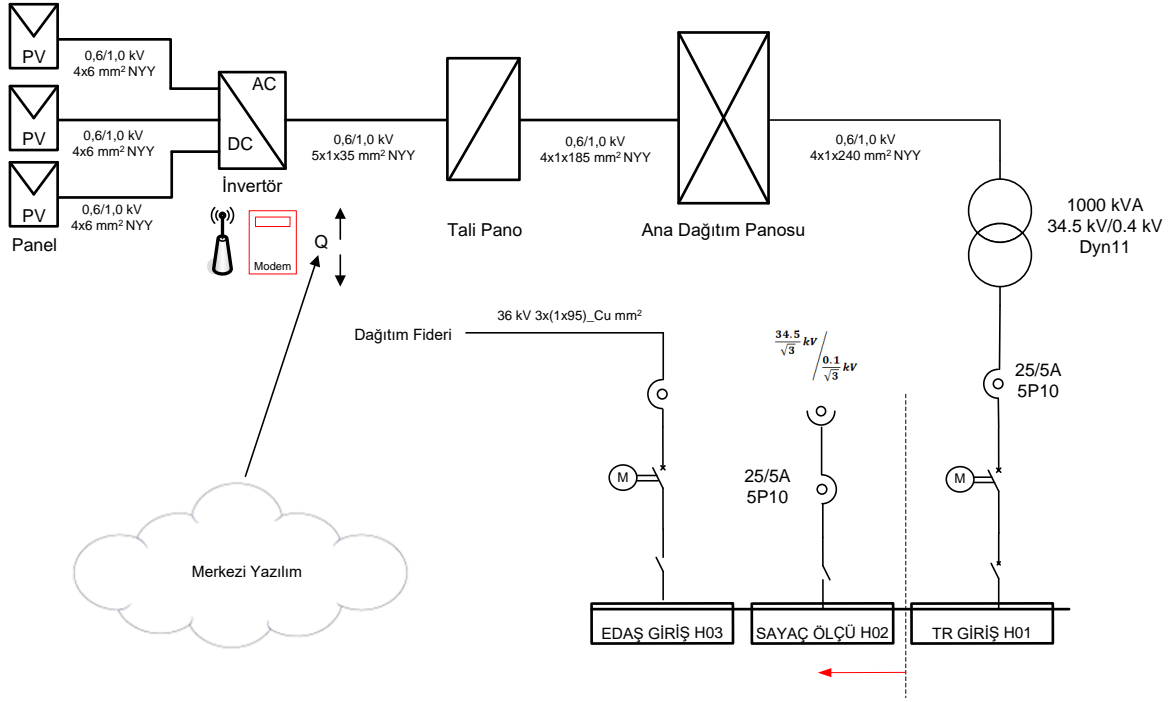
Projenin üçüncü aşamasında ise, dağıtım şebekelerinde karmaşıklaşan yük akışı analizleri, "durum kestirimi (state estimation)" yaklaşımı sayesinde daha uygulanabilir hale getirilmektedir. Bu yöntem ile belirli baralardan belirli sayıda alınan ölçümlerle (gerilim genlikleri, hat güç akışları ve/veya düğümlerdeki aktif, reaktif güç enjeksiyonu) sistemde ölçüm alınan ve alınmayan tüm baralara ait gerilim genliği ve gerilim açısı değerleri tahmin edilebilmektedir. Bunun sonucunda sistemdeki tüm hatların güç akışları ve şebeke kayıpları hesaplanabilmektedir. Ancak, saha koşulları dikkate alındığında ölçme hataları olan veriler bulunabileceği ya da bazı ölçüm noktalarından hiç ölçüm alınamayabileceği de öngörülmüştür. Bu koşullardan olabildiğince az etkilenmek için durum kestirimi analizlerinde kullanılan gözlenebilirlik ve bad data yöntemleri değerlendirilmiştir. Bu aşamada yapılan çalışmalarda

incelenen sayısal modellerde bara indirgeme yoluna gidilerek gözlenebilirlik ve durum kestirimi analizleri gerçekleştirilmiştir. Durum kestirimi analizleri sonuçları ile indirgenmiş sayısal modeller PSS SINCAL Güç Sistemleri Analiz yazılımı sonuçları ile karşılaştırılmıştır. Yapılan karşılaştırma sonucunda, projede uygulanan bara indirgeme ve durum kestirimi analiz sonuçları ile sistemin tamamına ilişkin PSS SINCAL analiz sonuçlarının büyük oranda örtüştüğü görülmüştür. Bu sonuçlar da göstermektedir ki, sistem içerisinde yalnızca önceden belirlenen noktalardan ölçüm alınarak sistemin tamamına ilişkin çıkarım yapmak ve böylece sistemin kontrol edilmesi mümkün olmaktadır. Projenin önemli çıkarımlarından birisi bu olmuştur.

Projenin dördüncü aşamasında pilot fiderlere bağlı bulunan dağıtık üretim birimlerinin anlık olarak reaktif güç kontrolüne katılmasına yönelik olarak kullanılan optimizasyon tekniği uygulamaya alınmıştır. Sahadan gelen anlık veriler analiz edilerek dağıtık üretim birimlerinin gerilim kararlılığını otomatik olarak iyileştirmeye yarayan önerilen yapıya ait çalışmalar tamamlanmıştır. Dağıtık üretim birimlerinin gerilim kararlılığı açısından en iyi noktada çalışabileceği en doğru işletme koşullarının belirlenmesi için seçilen optimizasyon yöntemi gerçek saha verilerine uygulanmıştır. Bu kapsamda, anlık olarak durum kestirimi ve peşi sıra optimizasyon uygulaması yapan bir yaklaşım geliştirilmiş, uygulamaya ilişkin yapılan düzenlemeler ve alınan sonuçlar ortaya konmuştur. Dağıtık üretim birimleri için istenen reaktif güç aralıklarını belirleyerek kontrolü gerçekleştiren ve projede detaylı olarak açıklanan merkezi yazılım sayesinde, sistemde gerilim kararlılığının optimum koşullarda gerçekleştirilebilmesi için santrallerin uygun miktarlarda reaktif güç desteği vermeleri sağlanmaktadır. Geliştirilen yazılım, çok sayıda dağıtık üretimin şebekeye entegrasyonu durumunda bile çalışabilmekte ve böylece şebekenin optimum koşullarda işletilebilmesine olanak sağlamaktadır.

Proje süresince elde edilen önemli birikimlerden biri de dağıtık üretim birimlerinin dağıtım şebekesine entegrasyonlarının artması ile birlikte reaktif güç kontrolüne katılmalarının gerekliliğidir. Analiz çalışmalarında, gerilim kararlılığının sağlanması için gerekli reaktif güçlerin dağıtık üretim birimlerinden sağlanabileceği görülmektedir. Dağıtım şebekelerine bağlanan dağıtık üretim birimlerinin prensip şeması Şekil 7-1'de verilmektedir. Prensip şemada gösterildiği üzere dağıtım şirketlerinin sayaç ölçü hücrelerine kadar sorumlulukları bulunmaktadır. Üreticiler; "Lisanssız Üreticiler İçin Dağıtım Sistemine Bağlantı Antlaşması" 1.Bölüm 6. Maddesine göre üretim tesisinin tüketim tesisine aynı yerde olması halinde bu anlaşmada belirlenen yere ilgili mevzuatta dengeleme ve uzlaştırma sisteminin gerektirdiği haberleşmeyi sağlayabilecek çift yönlü ölçüm yapabilen saatlik sayaç tesis etmektedir. Ayrıca üretim tesisinin üretimini ölçmek amacıyla müstakil bir sayaç daha tesis etmekle yükümlüdür.

Aynı antlaşmanın 1. Bölüm 6. Maddesine göre tesisinin kurulu gücü 11 kW'ın üzerinde olan üreticiler, dağıtım şirketi tarafından gerekli alt yapının kurulmuş olması kaydıyla, dağıtım şirketi tarafından yapılacak bildirim üzerine bu anlaşmada belirtilen mülkiyet sınırı dahilinde uzaktan izleme ve kontrol için gerekli ekipman ve altyapıyı donatmakla yükümlüdür. Dağıtım şirketine bildirimde, uzaktan izleme ve kontrol sisteminin gerekli teknik özelliklerini de bildirmekle yükümlüdür.



Şekil 7-1 Dağıtık Üretim Birimlerinin Şebekeye Entegrasyonuna Yönelik Prensiş Şeması

Ülkemizin coğrafi durumu sonucu olarak dağıtık üretim tesisleri de değişken bir yapı sergilemektedir. Bu proje kapsamında incelenen farklı dağıtık üretim kaynakları için elde edilen saha verileri de benzer şekilde birbirlerinden farklılık göstermektedir. Özellikle de GES tesislerinde bulunan invertör ve datalogger yapıları birbirlerinden farklılık göstermektedir. Ayrıca, bazı dağıtık üretim tesislerinin teknik olarak uzaktan kontrol edilmeye olanak tanımadığı görülmüştür. Aynı zamanda dağıtık üretim tesislerinin üretiminin olmadığı durumlarda reaktif güç kontrolüne katılmalarının istenmesi, tesis içerisindeki reaktif akımdan dolayı tesiste bulunan kablo ve transformatörde ilave kayıplara yol açmaktadır. Bununla birlikte reaktif güç kontrolünün yapıldığı durumlarda reaktif güçten dolayı cezai hükümlere maruz kalınabilmektedir. Buna yönelik sistem için gerekli olan reaktif gücün dağıtık üretim tesislerden karşılandığı durumlar için yasal düzenlemelerin yapılması gerekmektedir.

Proje kapsamında Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği, Elektrik Şebeke Yönetmeliği ve Reaktif Güç Desteği Sağlanmasına Dair Yan Hizmet Antlaşması gibi yasal mevzuat ve yönetmelikler detaylı olarak incelenmiştir. Yasal mevzuat ve yönetmelikler hidroelektrik santrallerin reaktif güç desteğine katılmalarını zorunlu kılmaktadır. Bu üretim tesislerinin kabulleri Bakanlık tarafından yapılmakta olup ilgili tesislerin anlık olarak reaktif güç kontrolüne katılmaları alt yapı yetersizliği nedeniyle yapılamamaktadır. Bunun yanısıra generatör kontrol sistemlerinin uzaktan kontrol alt yapısı için ilave yatırımlara ihtiyaç vardır. Bu nedenle ilgili tesislerin kabul aşamasında sistem işletmecisinin gerekli gördüğü durumlar dışında da anlık olarak uzaktan reaktif güç desteğine katılmalarına imkân tanıyacak bir alt yapı ile donatılmaları gerekmektedir.

Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin Uygulanmasına Dair Tebliğ'de lisanssız üretimlere ait düzenlemeler ve açıklamalar yer almaktadır. Tebliğin 3. Bölüm 14. Maddesine göre uzaktan izleme ve kontrol sisteminin sağlaması gereken özellikler şu şekildedir:

(4) Uzaktan kontrol sisteminin kapsamı, üretim tesisinin İlgili Şebeke İşletmecisi tarafından gönderilen durdurma sinyalini ve devreye alma müsaadesi sinyalini alarak gereğini yerine getirmesidir.

(5) Uzaktan izleme ile asgari olarak haberleşmenin durumu ile jeneratörün çalışma ve şebekeye bağlantı durumu izlenebilir; ilaveten aktif ve reaktif güç, güç faktörü, akım, gerilim, frekans, harmonikler ve toplam harmonik bozulma değerleri alınabilir.

Dağıtım şirketleri sorumluluk bölgelerinde yer alan lisanssız üretim tesisleri için aktif ve reaktif güç, güç faktörü, akım, gerilim vb değerlerini izleyebilmektedir. Dağıtık üretim tesislerinin uzaktan kontrol yapısına uygun tasarlanmasına rağmen tebliğde belirtilen hususlar çerçevesinde uzaktan kontrol sadece santrali devreye alma ve devreden çıkarma ile sınırlıdır. Yasal mevzuatlar ve yönetmeliklerde bu tesisler için uzaktan müdahale edilerek reaktif güç desteğine katılmalarına ilişkin bir zorunluluk bulunmamaktadır. Sistemin daha efektif işletilmesi ve gerilim kararlılığının artırılması için sistem işletmecisinin gerek duyduğu durumlarda lisanssız üretimlerin aktif gücünde kısıtlamaya gidilmeksizin reaktif güç kontrolüne katılımları sağlanmalıdır. Bu bağlamda, lisanssız üretimlerin reaktif güç kontrolüne katılmalarına yönelik yasal düzenlemelerin yapılması gerekmektedir.

Mevzuat ve yönetmeliklerdeki hükümlerin herhangi birini ihlal etmeleri durumunda lisanssız üretim tesis yatırımcılarına cezai şartlar uygulanmaktadır. Örneğin, Lisanssız Elektrik Üreticileri İçin Dağıtım Sistemine Bağlantı Anlaşmasınının 16. Maddesine göre üreticinin bağlantı noktasına anlaşma gücü üzerinde güç vermesi durumunda; sisteme verilen gücün anlaşma gücünü aştığı değerlerin en yükseği dikkate alınarak, ilk aşımın gerçekleştiği aydan itibaren ilgili takvim yılı sonu veya ilgili takvim yılı sonundan önce ise bu anlaşmanın yürürlükte olduğu dönem sonuna kadar ceza uygulanır. Aynı şekilde düzenleyici kurumlar tarafından (EPDK) yatırımcıların reaktif güç kontrolüne katılımını teşvik edecek bir mekanizmanın kurulması ve buna yönelik mevzuatsal düzenlemelerin yapılması gerekmektedir. Böylece hem dağıtım şirketinin hem de yatırımcının kazançlı olacağı bir düzenleme hayata geçirilmiş olacaktır.

Sonuç olarak projede, yazılım ve kontrol sistemi için şebekenin değişken koşullarına ve dağıtık üretim birimlerinin değişken üretim profillerine uyum sağlayabilen bir algoritma ve yaklaşım geliştirilmiş ve bu yapılırken dağıtık üretim birimlerinin aktif güçlerinde herhangi bir kısıtlamaya gidilmemiştir. Bu projede elde edilen kazanımların tüm dağıtım şirketlerinin ortak problemlerine çözüm yaklaşımı sunacağı değerlendirilmektedir, çalışma bu açıdan da önem arz etmektedir.

8. Referanslar

- [1] DE JOODE J. , VAN DER WELLE A. , JANSEN J. . “Distributed Generation and the Regulation of Distribution Networks” , 2010. D. N. Gaonkar (Ed.), ISBN: 978-953-307-046-9, InTech, DOI: 10.5772/8888.
- [2] ÇETİNKAYA H.B. , DUMLU F. . “Dağıtık Üretim Tesislerinin Şebeke Entegrasyonunda Yaşanabilecek Olası Problemler ve Entegrasyon Analizleri” , “Akıllı Şebekeler Ve Türkiye Elektrik Şebekesinin Geleceği Sempozyumu”, Ankara , Nisan 2013.
- [3] ZHANG L. , SİDHU T. . “A New Dynamic Voltage and Reactive Power Control Method for Distribution Networks with DG Integration” , IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC) , 2014.
- [4] INGMAR L. , Samuelsson O. , Svensson J. . “Electricity Meters for Coordinated Voltage Control in Medium Voltage Networks with Wind Power” , IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe) , Ekim 2010.
- [5] SULLİGOİ G. , CHİANDONE M. , “Voltage Rise Mitigation İn Distribution Networks Using Generators Automatic Reactive Power Controls” , 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting , Temmuz 2012.
- [6] VIAWAN F. A. , KARLSSON D. , “Voltage and Reactive Power Control in Systems with Synchronous Machine-Based Distributed Generation” , IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.23, No.2 , Nisan 2008.
- [7] “MOLTAY Ö. , “Dağıtık Elektrik Üretimi ve Faydaları” , Yeni Enerji , Mayıs-Haziran 2011.
- [8] ÇETİNKAYA H.B. . “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Şebekeye Entegrasyonu” . 2. Uluslararası İstanbul Akıllı Şebekeler Kongre Fuarı (ICSG 2014) . İstanbul, 2014.
- [9] STRBAC G. . “Impact of Dispersed Generation on Distribution Systems: A European Perspective” , Power Engineering Society Winter Meeting, Vol.1 , Ağustos 2002.
- [10] KAYGUSUZ A. , GÜL O. , ALAGÖZ B. B. . “Yenilenebilir Dağıtık Üretim Koşullarının Güç Sistemlerinin Yük Akışına Etkilerinin Analizi” , EMO Bilimsel Dergi , Vol.2 , No.4 , Aralık 2012.
- [11] “IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection” , IEEE Standarts Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation and Energy Storage , IEEE Std. 1547.7 – 2013
- [12] “IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks” , IEEE Standarts Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation and Energy Storage , IEEE Std. 1547.6 – 2011
- [13] “IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” , IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation and Energy Storage , IEEE Std. 1547.2 – 2008
- [14] PEPMANS G. , Driesen J. , HAESLONCKS D. , BELMANS R. , D’HAESELEER W. , “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues , Energy Policy , Vol.33 , No.6 , Nisan 2015.

-
- [15] EMİNOĞLU U. , “Dağıtım Sistemleri İçin Yeni Bir Güç Akışı Algoritmasının Geliştirilmesi” , Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü Mühendislik Ve Fen Bilimleri Enstitüsü, Doktora Tezi, 161 Sayfa, 2007.
- [16] ÖZSAĞLAM Y.M. , ÇUNKAŞ M. . “Particle Swarm Optimization Algorithm For Solving Optimization Problems” , Journal of Polytechnic , Vol.11 No.4 , pp.299-305, 2008.
- [17] AYGEN E. Z. . , “Elektrik Enerji Sistemlerinde Genetik Algoritma Kullanarak Optimizasyona Yeni Bir Yaklaşım, Doktora Tezi, 114 Sayfa, 2002.
- [18] PATİ S. S. , MODİ P. K. . “Loss Minimization of Distribution System Using Distributed Generation” , Cogeneration & Distributed Generation Journal , DOI: 10.1080/15453660909509159 , 2009.
- [19] YANG H. T. , LIAO J. T. , “MF-APSO-Based Multiobjective Optimization For PV System Reactive Power Regulation” , IEEE Transactions On Sustainable Energy, Vol.6, No.4, Ekim 2015.
- [20] BASA ARSOY A. , PERDAHÇI C. . “Dağıtım Sistemlerinde Dağıtılmış Üretim” , ELECO 2004 , 2004.
- [21] TURİTSYN K. , SULC P. , BACKHAUS S. , CHERTKOV M. . “Options For Control of Reactive Power By Distributed Photovoltaic Generators” , Proc. IEEE, Vol.99, No.6, pp. 1063–1073, Haziran 2011.
- [22] NİKNAM K. , RANJBAR A.M. , SHIRANI A.R. . “Impact of Distributed Generation on Volt/Var Control İn Distribution Networks” , IEEE Bologna PowerTech Conference, Haziran 2003.
- [23] CARVALHO M. S. , CORREIA P. F. , FERREIRA L.A.F.M. “Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks” , IEEE Transactions on Power Systems, Vol.23 , No.2 , Mayıs 2008
- [24] MAHMUD M.A. , HOSSAIN M. J. , POTA H. R. , NASIRUZZAMAN A. B. M. . “Voltage Control of Distribution Networks with Distributed Generation Using Reactive Power Compensation” , IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society , Kasım 2011.