

TÜRKİYE ELEKTRİK SEKTÖRÜ

Finansal Sürdürülebilirlik için İyileştirme Önerileri

Korkut Öztürkmen

Enerji Zirvesi, Antalya

10 Ekim 2018

Bilgin Samsun Elektrik



Bilgin Enerji 1737 MW kurulu gücü ile Türkiye elektrik ihtiyacının yüzde 3'ünü karşılamaktadır.



890 MW Doğal Gaz Kurulu Gücü



370 MW Rüzgar Kurulu Gücü



477 MW
Hidroelektrik
Kurulu Gücü



- Bilgin Enerji, 1992 yılından itibaren yenilenebilir kaynaklara dayalı enerji üretimine odaklanmış, bugüne kadar toplam 477 MW'lık 6 adet Hidroelektrik Santrali ile toplam 370 MW'lık 5 adet Rüzgar Enerjisi Santrali yatırımlarını gerçekleştirip işletmeye almıştır.
- Üretim portföyünü çeşitlendirmek ve güçlendirmek üzere Bilgin Enerji, Eylül 2018'de Türkiye'nin en verimli santrallerinden biri olan Samsun doğal gaz çevrim santralının yatırımcısı ve sahibi OMV Samsun Elektrik A.Ş.'nin yüzde yüz hissesini satın alarak toplam kurulu gücünü 1737 MW'a çıkarmıştır.
- Bilgin Enerji, yılda 9 TWh'a kadar elektrik üretim kapasitesi ile Türkiye'nin toplam elektrik ihtiyacının %3'ünü karşılayabilmektedir.

Enerji Bakanlığımızın liderliğinde Elektrik Üretim Sektörünün gelişimi adına son yıllarda olumlu adımlar atılmıştır.

Piyasa Adına Olumlu Adım ve Gelişmeler

Son yıllarda özellikle özel sektör yoluyla elektrik üretim sektörüne yapılan yaklaşık 80 milyar USD yatırım ile kurulu gücümüz 87.000 MW'a ulaşmıştır.



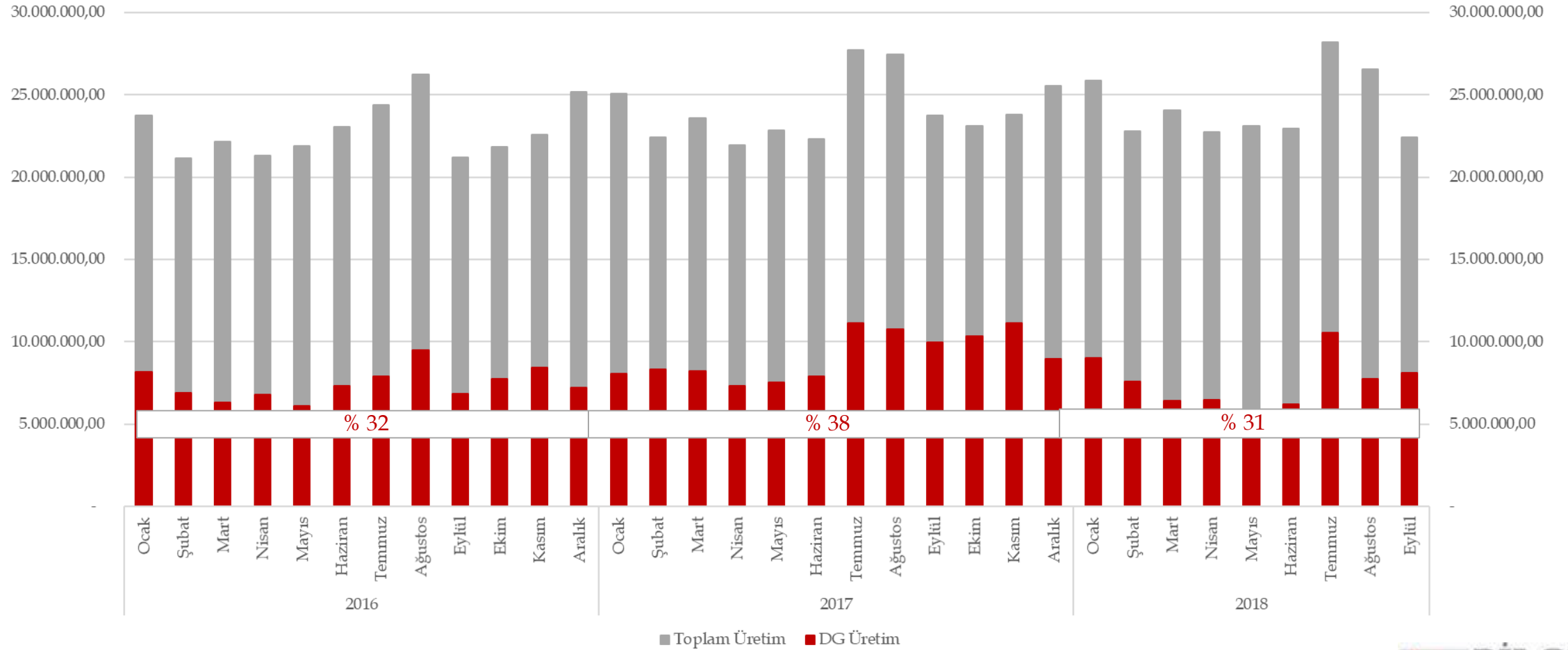
Kapasite Mekanizmasının Tesisi

Botaş'ın özellikle elektrik üreticileri açısından doğal gazda maliyet bazlı tarife uygulamasına geçmesi, tüm enerji piyasasının maliyet bazlı yapıya evrilmesi adına olumlu bir başlangıçtır.

EPIAŞ doğal gaz piyasası ile fiyat ve maliyetlerde şeffaflık ve piyasa verimliliği artacaktır.

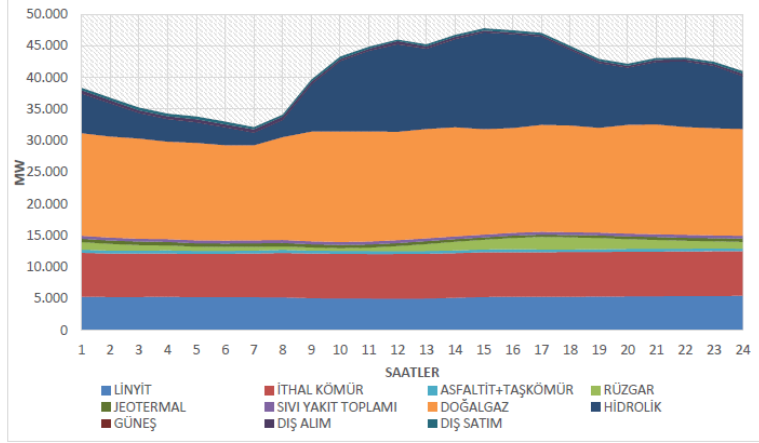
Geçtiğimiz yıllarda doğal gaz santrallerinin üretimdeki payı %31-%38 arasında değişiklik göstermiş ve Türkiye arz güvenliği için vazgeçilmez oldukları görülmüştür.

DG Üretimin Toplam Üretim İçerisindeki Payı
MWh

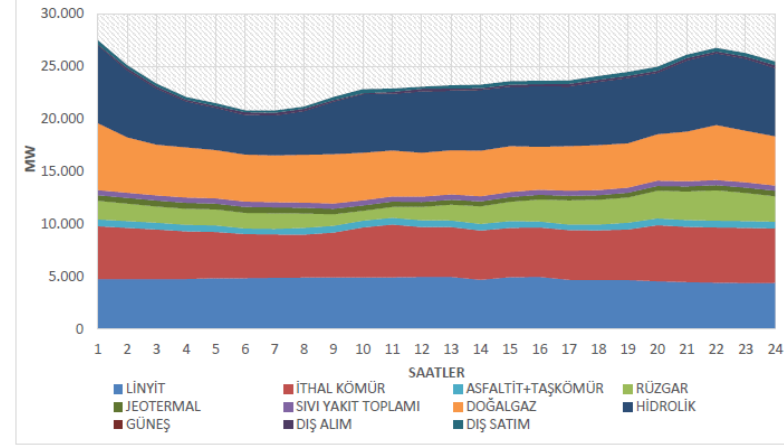


TEİAŞ Kapasite Projeksiyonlarına göre planlanan tüm yatırımların devreye girdiği senaryolarda 2022 yılı itibariyle Doğal Gaz Santrallerinin kurulu güçteki payı %27 civarında öngörülmektedir.

Grafik 2: 2017 yılı elektrik enerjisi tüketiminin maksimum olduğu günde (26 Temmuz 2017) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları



Grafik 3: 2017 yılı elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (25 Haziran 2017) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları



YILLAR	2017	2018	2019	2020	2021	2022
LİNYİT	9.773	10.563	10.563	10.563	11.063	11.063
T.KÖMÜR+ASFALTİT	782,5	783	783	783	783	783
İTHAL KÖMÜR	8.794	8.794	8.794	8.794	10.839	10.839
DOĞAL GAZ	26.497	27.595	27.554	27.946	27.946	27.946
FUEL OIL	298	317	317	317	317	317
MOTORİN	1	1	1	1	1	1
NÜKLEER						
DİĞER	147	247	347	447	547	647
TERMİK TOPLAM	46.292	48.298	48.358	48.850	51.496	51.596
BIYOKÜTLE*	634	675	715	735	755	775
HİDROLİK	27.273	28.882	30.317	31.787	32.319	32.324
RÜZGAR	6.516	6.744	7.624	9.883	10.418	10.448
JEOTERMAL	1.064	1.213	1.233	1.236	1.236	1.236
GÜNEŞ	3.421	5.921	6.921	7.921	8.421	8.921
TOPLAM	85.200	91.733	95.167	100.413	104.644	105.300

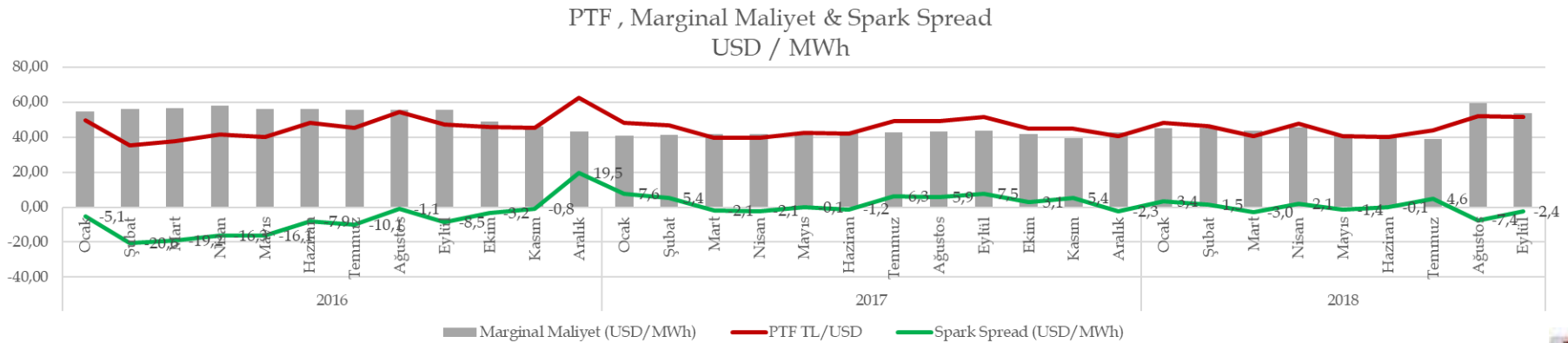
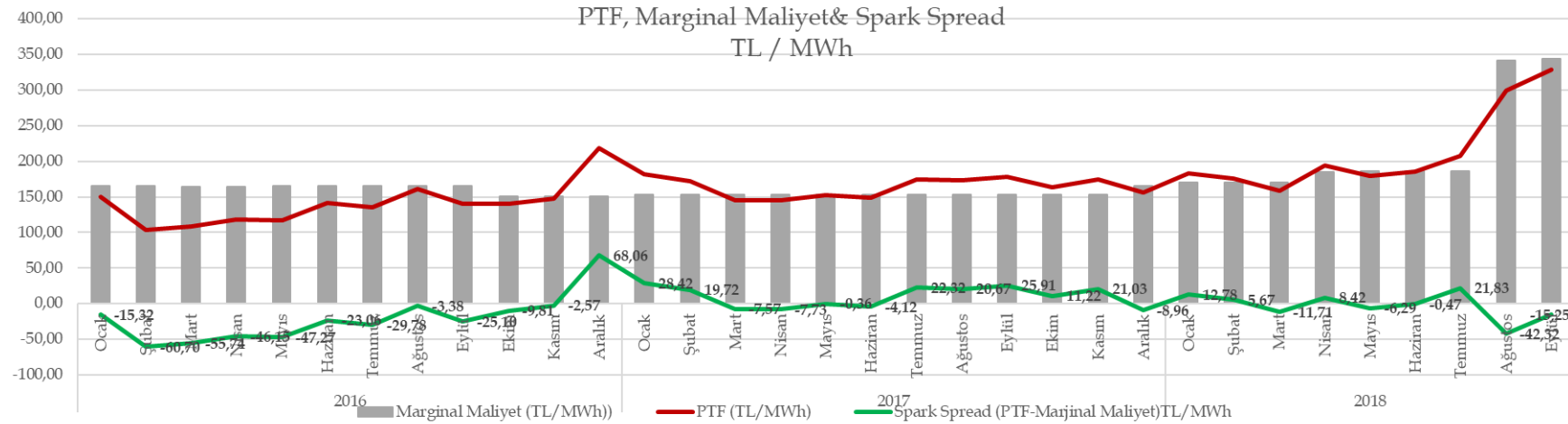
YILLAR	2017	2018	2019	2020	2021	2022
LİNYİT	11,5	11,5	11,1	10,5	10,6	10,5
T.KÖMÜR+ASFALTİT	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7
İTHAL KÖMÜR	10,3	9,6	9,2	8,8	10,4	10,3
DOĞAL GAZ	31,1	30,1	29,0	27,8	26,7	26,5
FUEL OIL	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
MOTORİN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NÜKLEER	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DİĞER	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6
BIYOKÜTLE*	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7
HİDROLİK	32,0	31,5	31,9	31,7	30,9	30,7
RÜZGAR	7,6	7,4	8,0	9,8	10,0	9,9
JEOTERMAL	1,2	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2
GÜNEŞ	4,0	6,5	7,3	7,9	8,0	8,5
TOPLAM	100	100	100	100	100	100

(İşletmede, İnşa Halindeki Kamu, YEKA Projesi kapsamında Üretim Tesisleri, Lisanssız Üretim Tesisleri ve Lisans Almış Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen İnşa Halindeki Özel Sektör Santralleriyle)

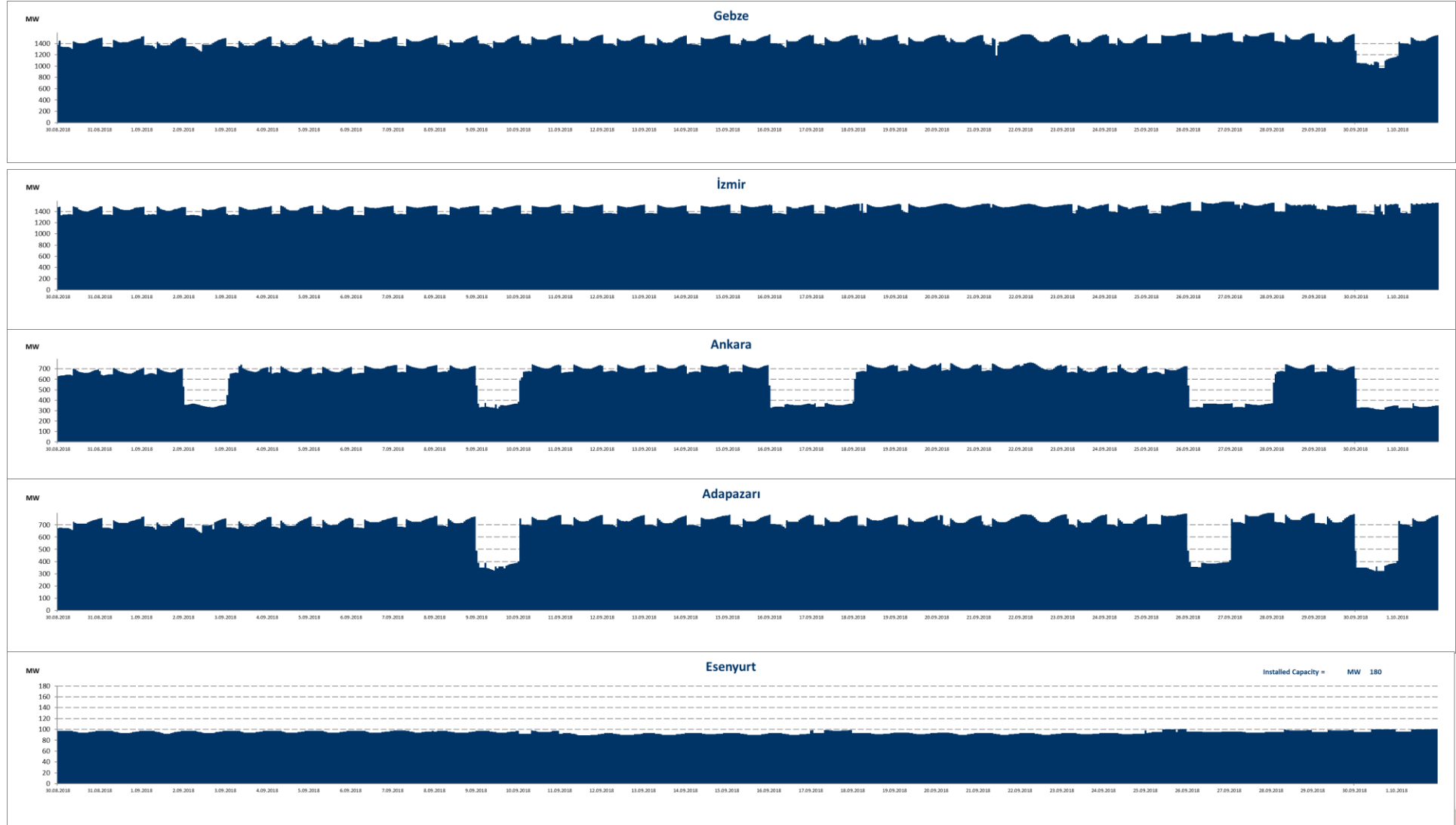
(*)Atık Isı ve Endüstriyel Atık Dahil

Gün Öncesinde Oluşan PTF, yüksek verimli doğal gaz santrallerinin marjinal maliyetlerini bile karşılayamamaktadır.

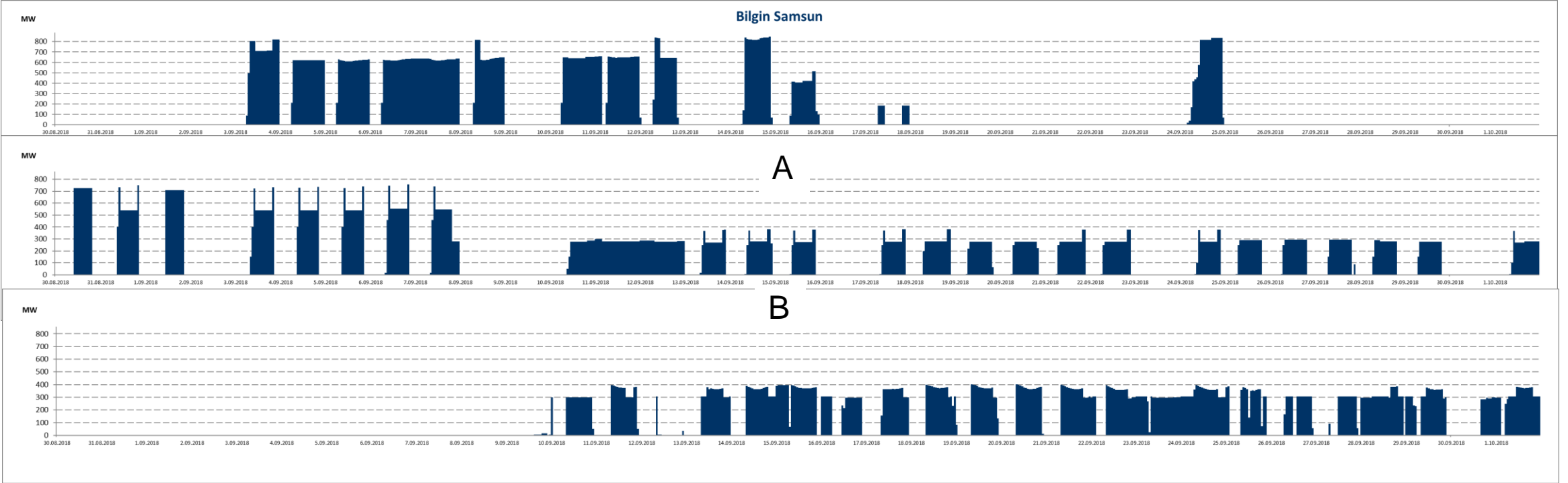
- ✓ EÜAŞ portföyü santral bazında maliyet yapısına göre optimize edilerek çalışmalıdır. Aksi takdirde piyasada PTF sağlıklı oluşmamaktadır.



Düşük verim, yüksek doğal gaz maliyeti ve negatif spark spreade rağmen EÜAŞ kontrolündeki doğal gaz santralleri Eylül 2018'te devamlı çalışmışlardır.



Özel üretim şirketi olan doğal gaz santralleri ise Eylül 2018’te devamlı aç kapa yaparak zararına çalışmışlardır. Bu durum 2018 geneli için de geçerlidir.

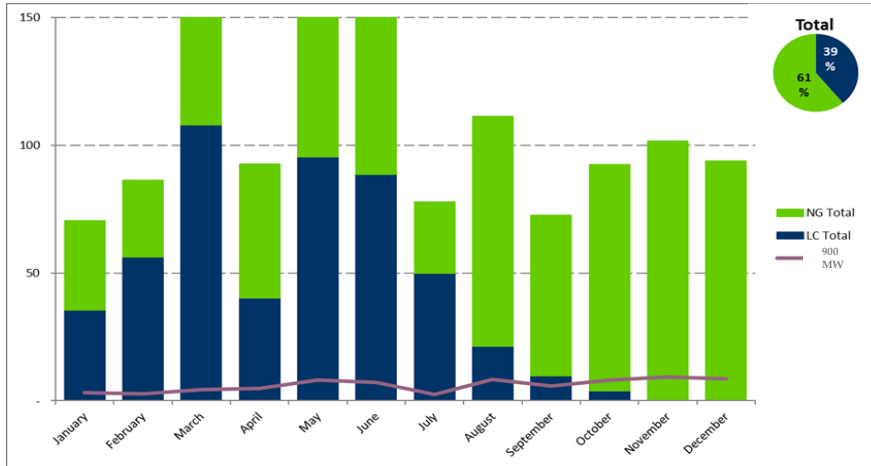


- ✓ Yüksek verimli santraller yerine düşük verimli santrallerin çalıştırılması yıllık olarak Türkiye'nin yaklaşık 1 bcm kadar daha fazla doğal gaz tüketmesine neden olmaktadır.
- ✓ Bu durum Türkiye'nin yılda yaklaşık 300 milyon USD değerinde daha fazla doğal gaz ithal etmesine sebep olmaktadır.

4.5 milyar USD borç yükü altında olan verimli Doğal Gaz Santralleri pozitif marj ile çalışmamakta ve kapasite mekanizması gelirleri de yetersiz kalmaktadır. Kapasite mekanizması bütçesi artırılmalıdır.

- ✓ Kapasite Mekanizması önerisi ilk olarak özellikle ayakta durmakta zorlanan, finansal olarak korunması gereken yüksek verimli doğal gaz santralleri için yapılmıştır.
- ✓ Yaklaşık 9400 MW yüksek verimli doğal gaz santralının taşıdığı güncel borç yükü **4.5 milyar USD** civarındadır ve bu santraller hala finansal ve operasyonel olarak büyük risk altında varoluş savaşı vermektedir.
- ✓ Güncel PTF fiyatları ve yerli kömür maliyetleri dikkate alındığında yerli kömürün en azından 2019 yılı için kapasite mekanizması desteğine ihtiyacı olmadığını düşünüyoruz.
- ✓ Ayrıca EÜAŞ santrallerinin bu mekanizmaya eklenmesi düşüncesi de finansal sürdürülebilirlik amacına ters düşmektedir.
- ✓ Dolayısıyla 2019 yılı için planlanacak kapasite mekanizması bütçesinin artırılmasını ve sadece yüksek verimli doğal gaz santrallerinin yararlandırılmasını öneriyoruz.
- ✓ EÜD olarak yaptığımız analizde 2019 yılı kapasite bütçesinin en az 3.2 milyar TL olması gerekmektedir.

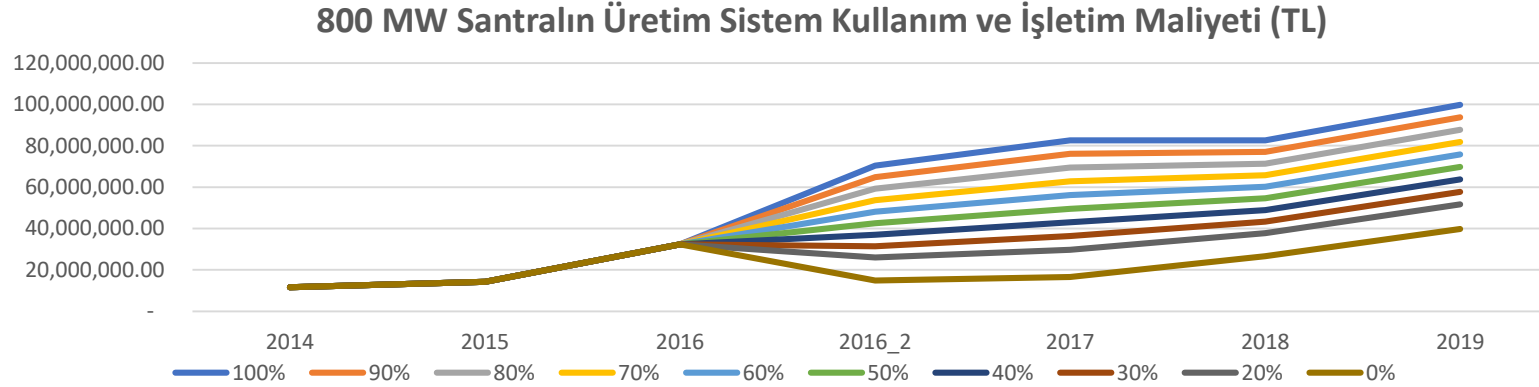
2018 kapasite ödemelerinin %40'ı linyite gitmiştir.



3.2 milyar TL 2019 kapasite bütçesi varsayımları:

- 2018 yılının Aralık ayı tahmini SMB ve DMB değerlerini, 2019 yılı SMB ve DMB Ocak değerleri gibi kullanacak katsayı bulunup, 2018 yılının SMB_0 ve DMB_0 değerleri ile çarpıldı, böylelikle yeni SMB_0 ve DMB_0 değerleri elde edilmiştir.
- BOTAS gaz fiyatları için formül bazlı 'NG Forward Curve' değerleri kullanılmıştır.
- 2019 Yıl sonu Dolar Kuru 7,17 TL/USD'dir.
- 2019 Yıl sonu ÜFE Endeksi tahmini 633,24 alınmıştır.

TEİAŞ iletim bedelleri yıllar içinde büyük artış göstermiştir. Kapasite mekanizması gelirleri iletim bedellerini ancak karşılamaktadır.



- ✓ Kapasite faktörüne göre 800 MW'lık bir santralın yıllık TEİAŞ iletim bedeli ödemesi 60-90 milyon TL arasındadır.
- ✓ Bu bedeller kapasite mekanizması ödemelerinin de üstüne çıkabilmektedir.
- ✓ TEİAŞ bütçesinin şeffaf olması ve fiili giderlere göre bedellerin belirlenmesi gereklidir.
- ✓ Doğal gaz santralleri bakımından iletim bedelleri açısından belirli süre muafiyet veya sabit ve değişken bedellerde indirim sağlanmalıdır.
- ✓ Maliyetlerin PTF'ye yansıtılmamasından dolayı iletim bedellerinde tüketim tarafının payı artırılmalıdır.

Doğal Gaz Dağıtım Bedelleri zaten zor durumda olan doğal gaz santrallarına ilave yük getirmektedir.



- ✓ Yüksek verimli doğal gaz santralları iletim ve ölçüm istasyon yatırım maliyetlerini kendileri karşılamış ve bila bedel Botaş ve/veya dağıtım bölgelerine devretmiştir.
- ✓ Çoğu yüksek verimli doğal gaz santrali iletim hattından direkt bağlı olup dağıtımın bir parçası değildir.
- ✓ Doğal gaz bölgelerinin yıllık bütçelerinin %33 ila %50'si doğal gaz santralları dağıtım bedeli üzerinden sağlanmakta ve doğal gaz santralları verilen hizmet ve yapılan yatırımlara oranla haksız bir maliyet ile karşılaşmaktadır.
- ✓ Dağıtım bedelleri ayrıca bölgeler arası farklılıklar göstererek haksız rekabete de yol açmaktadır.
- ✓ Bu bedellerin kaldırılması ya da düşürülmesi değerlendirilmelidir.

BOTAŞ'ın 2019 yılı tarife ve kontrat rejimi öngörülebilir ve esnek olmalıdır.

Uygulamalarda öngörülebilirlik:

- ✓ 2019 yılı gaz taleplerinin kontrat şartlarının açıklanmasından sonra toplanması,
- ✓ Toplanan taleplerin tamamının karşılanması ve sözleşme şartlarında bu noktada sonra değişikliğe gidilmemesi,
- ✓ Karşılanamayan talepler olması durumunda, alternatif çözümler için müzakereye izin verecek yeterli sürede bilgi verilmesi,
- ✓ Yıl içerisinde doğal gaz satış tarifelerinin mümkünse uzun vadeli olarak önceden, değilse en geç ŞİD' de belirlenen kapasite rezervasyon takvimine göre alternatif arayışına müsade edecek tarihlerde belirlenmesi
- ✓ Tüketiciler arasında tarifede eşitlik ve/veya verimlilik odaklı tarifelendirme

Sözleşme şartları:

- ✓ Maliyet bazlı fiyatlandırmaya geçiş sonrası, 2018 yılındaki özel durum nedeniyle uygulanan kademeli fiyat yapısının ve aylık kontrat miktar limitlerinin 2019 sözleşmelerinde yer almaması,
- ✓ BOTAŞ' ın depo ve iletim sisteminde yaptığı altyapı yatırımlarının verdiği imkanlar sonucunda azami günlük miktar limitinin kaldırılarak ilgili ceza maddelerinin sözleşmeden çıkarılması,
- ✓ 2019 yılı ülke toplam talebi düşünüldüğünde BOTAŞ'ın alım kontratlarında bulunan yükümlülüklerini yerine kolaylıkla getirebileceği göz önünde bulundurularak, son kullanıcıların asgari alım taahhüt limitlerinin de bu ölçüde yeniden değerlendirilerek düşürülmesi ve eksik çekiş telafi sürelerinin uzatılması,
- ✓ Sözleşme limitlerinin ölçüm sistemi bazında değil, kurum bazında değerlendirilmesi,
- ✓ Düzenli ödeme yapan şirketlere uygulanan mevcut teminat muafiyetinin devam etmesi.

Üretimde önemli pay alan özellikle doğal gaz santralleri açısından finansal sürdürülebilirlik ve buna bağlı olarak arz güvenliği ve rezerv kapasite güvence altına alınmalıdır.

Acil İyileştirme Önerileri

EÜAŞ Portföyünün Santral ve Kaynak Bazında Optimizasyonu ve Sağlıklı PTF Oluşumuna İmkan Verilmesi

1

Kapasite Mekanizması Bütçesinin ve Doğal Gaz Santrallerine Düşen Payın Artırılması

2

Yüksek Elektrik İletim ve Doğal Gaz Dağıtım Bedellerinin Düşürülmesi

3

Elektrik Üreticileri için BOTAŞ Doğal Gaz Tedarik Şartlarının Öngörülebilirliği

4