

**T.C.
BAHÇEŞEHİR ÜNİVERSİTESİ**

**TAHMİNİ RÜZGAR VERİLERİNİN GERÇEK
ZAMANLI RÜZGAR VERİLERİ İLE
KARŞILAŞTIRILMASI**

Yüksek Lisans Tezi

ÇİĞDEM ÜNALAN

İSTANBUL, 2014

**T.C.
BAHÇEŞEHİR ÜNİVERSİTESİ**

**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ENERJİ VE ÇEVRE YÖNETİMİ**

**TAHMİNİ RÜZGAR VERİLERİNİN GERÇEK
ZAMANLI RÜZGAR VERİLERİ İLE
KARŞILAŞTIRILMASI**

Yüksek Lisans Tezi

ÇİĞDEM ÜNALAN

Tez Danışmanı: PROF. DR. M. BARIŞ ÖZERDEM

İSTANBUL, 2014

T.C.
BAHÇEŞEHİR ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ENERJİ VE ÇEVRE YÖNETİMİ

Tezin Adı: Tahmini Rüzgar Verilerinin Gerçek Zamanlı Rüzgar Verileri ile Karşılaştırılması

Öğrencinin Adı Soyadı: Çiğdem ÜNALAN

Tez Savunma Tarihi: 08.01.2014

Hazırlanan bu çalışma Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun kararı .../.../.... tarih ve/..... sayılı kararı ile onaylanmıştır.

Enstitü Müdürü

Doç. Dr. Tunç BOZBURA

.....

Hazırlanmış olan bu çalışmada gerekli şartların yerine getirilmiş olduğu kabul edilmiştir.

Program Koordinatörü

Doç. Dr. Göksel Demir

.....

Çiğdem Ünalın tarafından Prof. Dr. M. Barış ÖZERDEM danışmanlığında hazırlanan "Tahmini Rüzgar Verilerinin Gerçek Zamanlı Rüzgar Verileri ile Karşılaştırılması" başlıklı bu çalışma Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

İmza

Prof. Dr. M. Barış Özerdem

.....

Doç. Dr. Semra Ağralı

.....

Doç. Dr. Yıldız Arıkan

.....

TEŞEKKÜR

Tez hazırlık sürecimde tecrübesi, güler yüzü, pozitifliği ile bana katkıda bulunan değerli tez danışmanım Prof. Dr. M. Barış ÖZERDEM'e, çalışmada yer alan verileri kullanmama olanak sağlayan GAMA Enerji Anonim Şirketi'ne, yüksek lisans eğitimim için beni destekleyen Fichtner GmbH & Co. KG. Türkiye Ofisi'ne, motivasyonumu üst seviyede tutabilmem için gayret gösteren ve yardımlarını esirgemeyen Aslı OFLUOĐLU'na, rüzgar enerjisi sektöründeki engin tecrübeleriyle bana ışık olan eniştem İsmail BAHÇIVAN'a, varoluş sebebim, her daim yanımda olan, bugünlere gelmemi sağlayan ve maddi manevi desteklerini esirgemeyen ablam Özlem UĐURLU, annem Gülümser ÜNALAN ve babam Ünal ÜNALAN'a sonsuz teşekkür ederim.

Istanbul, 2014

Çiğdem Ünalın

ÖZET

TAHMİNİ RÜZGAR VERİLERİNİN GERÇEK ZAMANLI RÜZGAR VERİLERİ İLE KARŞILAŞTIRILMASI

Çiğdem Ünalın

Enerji ve Çevre Yönetimi

Tez Danışmanı: Prof. Dr. M. Barış Özerdem

Aralık 2013, 48 Sayfa

Bu çalışmada ilk olarak enerjinin tanımı, enerji kaynakları, rüzgar enerjisi ve rüzgar enerjisinin dünyada ve Türkiye'deki durumu verilmiştir. İkinci olarak; işletmede olan bir rüzgar sahasının kurulum öncesinden temin edilen ölçüm verileri WindPRO ve WAsP yazılımları kullanılarak analiz edilmiş ve enerji potansiyelinin tahmini yapılmıştır. Tahmin sonrasında üretimin aşılma olasılığı (*Probability of Exceedence*) hesabı yapılmış, yıllık bazda enerji potansiyeli tahmini olarak adlandırılan P50 değerinin yanı sıra olasılık tahmininin daha yüksek olduğu P75, P90 değerleri belirtilmiştir. Üçüncü olarak santralin faaliyetteki gerçek zamanlı üretim verileri 2012 yılı için aylık olarak tablolar halinde verilip toplam üretim hesaplanmıştır. 2012 toplam üretimi tahmini üretim ile karşılaştırıp tahmin ile gerçek değer arasındaki fark yüzdesel olarak belirtilmiştir. Sonuç olarak, farkın beklenen aralıkta olup olmadığı değerlendirilip, beklenen aralıkta olması için gereken düzeltmelere değinilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Enerji kaynakları, Türkiye'de rüzgar enerjisi, Enerji potansiyeli tahmini, Üretim aşılma olasılığı, PoE.

ABSTRACT

THE COMPARISON OF ESTIMATED WIND DATA WITH REAL-TIME WIND DATA

Çiğdem Ünalın

Energy and Environment Management

Supervisor: Prof. Dr. M. Barış Özerdem

December 2013, 48 Pages

In this study firstly; definition of energy, energy sources, global and local states of wind energy are given. Secondly, the measured wind data, which are provided before the installation, are analyzed with WindPRO and WAsP softwares. The calculation of probability of exceedence is performed after the estimation. The result of an energy yield prediction in terms of an AEP (annual energy production) is called P50. Hereby P50, P75, P90 values are stated. Thirdly, the wind farm's real-time production data for 2012 given in tables and their overall production are calculated. The overall production of 2012 is compared with the estimated wind data and differences between real-time values and estimation values are defined shallowly. As a result, the difference is evaluated whether it is in the expected range or not. After all readjustments which could be done for acquisition of expected range are mentioned.

Key Words: Energy sources, Wind energy in Turkey, Energy potential estimation, PoE, Energy yield assesment

İÇİNDEKİLER

TABLolar DİZİNİ.....	viii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	ix
KISALTMALAR.....	xi
SEMBOLLER.....	xii
1. GİRİŞ	1
2. GENEL BİLGİLER	8
2.1 ENERJİNİN TANIMI	8
2.2 ENERJİ KAYNAKLARI	8
2.2.1 Yenilenemeyen Enerji Kaynakları	10
2.2.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları.....	10
2.3 RÜZGAR ENERJİSİ.....	11
3. MATERYAL ve YÖNTEM.....	13
3.1 WindPro Yazılımı	13
3.2 WAsP Yazılımı	13
4. ÇALIŞILAN RÜZGAR SAHASI	16
4.1 GENEL BİLGİLER	16
4.2 ÖLÇÜM DİREĞİ	17
4.3 HAM VERİNİN DÖNÜŞTÜRÜLME İŞLEMİ.....	19
4.4 VERİ ANALİZİ.....	21
4.5 WEIBULL DAĞILIMI.....	24
4.6 ATMOSFERİK SINIR TABAKA.....	26
4.7 RÜZGAR YÖNÜ DEĞERLENDİRME.....	28

4.8	TÜRBİN KONUŞLANDIRMADA HAKİM RÜZGAR YÖNÜNÜN ROLÜ	30
4.9	UZUN DÖNEM ORTALAMA RÜZGAR HIZI TAHMİNİ.....	32
4.9.1	<i>Correlate</i> - İlişkilendir	33
4.9.2	<i>Predict</i> – Tahmin Et.....	34
4.10	WAsP HESAPLAMASI	36
4.11	PARK HESAPLAMASI	37
4.12	BRÜT ÜRETİMDEN NET ÜRETİME GEÇİŞ.....	39
4.13	KAYIPLAR ve BELİRSİZLİKLER.....	39
5.	SONUÇ ve TARTIŞMA.....	42
6.	SON SÖZ.....	48
	KAYNAKÇA.....	49
	EKLER.....	52
	EK A.1: SARES - 2012 Yılı için, günlük bazda, aylık üretim değerleri.....	53

TABLULAR

Tablo 2.1: Yenilenemeyen ve yenilenebilir enerji kaynakları karşılaştırması.....	9
Tablo 4.2: SARES ölçüm direği bilgileri.....	18
Tablo 4.3: Anemometre bilgileri.....	18
Tablo 4.4: Kayıp tablosu.....	40
Tablo 4.5: Belirsizlik tablosu.....	40
Tablo 4.6: PoE tablosu.....	41
Tablo 5.7: 2012 yılı için santralin aylık üretim değerleri.....	42
Tablo 5.8: Tahmini üretim – 2012 yılı üretim karşılaştırması.....	42
Tablo 5.9: İyileştirilen kayıp değerleri tablosu.....	44
Tablo 5.10: Yeni kayıp değerleri ile hesaplanan PoE tablosu.....	44
Tablo 5.11: İyileştirme sonrasında yapılan üretim tahmini ve gerçek üretim ile karşılaştırma sonrası oluşan fark.....	45
Tablo 5.12: Gerçek zamanlı 2012 yılı üretiminin yüzde 5 fazla ve yüzde 5 az üretim değerleri.....	45
Tablo 5.13: Yüzde 5 fazla ve yüzde 5 az üretim tahminine karşılık gelen kayıp değerleri.....	45
Tablo 5.14: Yüzde 5 fazla ve yüzde 5 az üretim tahminlerine göre yapılan <i>PoE</i> değerleri.....	46

ŞEKİLLER

Şekil 1.1: Enerji kaynakları.....	1
Şekil 1.2: 2010-2013 yılları arası toplam kurulu güç.....	2
Şekil 1.3: REPA temsili şekli.....	4
Şekil 1.4: 1998-2013 yılları arası Türkiye rüzgar enerji santrallerinin kurulu güç bakımından yıllara göre kümülatif dağılımı.....	5
Şekil 1.5: Temmuz 2013 itibariyle Türkiye’de işletmede olan rüzgar enerji santrallerinin kurulu güç bakımından bölgelere göre yüzdesel dağılımı	6
Şekil 2.6: Enerji kaynakları.....	9
Şekil 2.7: Rüzgarın yüksek basınçtan alçak basınca hareketi	11
Şekil 3.1: Modüler WindPro yapısı.....	13
Şekil 3.2: WAsP işleyiş akış şeması	15
Şekil 4.1: SARES projesinin Türkiye haritasında gösterimi.....	16
Şekil 4.2: Kalibrasyon raporu, transfer fonksiyonu	19
Şekil 4.3: Ölçüm direği genel görünümü ve ekipmanların yakın görünümü.....	20
Şekil 4.4: WindPro veri girişi ekranı.....	21
Şekil 4.5: Çıktı olarak alınacak bilgi için en düşük ve en yüksek limitlerin belirlendiği ekran.....	22
Şekil 4.6: Ana istatistik ekranı	22
Şekil 4.7: 51m yükseklikteki veri seti için ana istatistik ekranı.....	23
Şekil 4.8: 51m yüksekliğindeki anemometre veri setinin Weibull dağılımı.....	25
Şekil 4.9: Tüm anemometreler için ortalama rüzgar hızı grafiği	26
Şekil 4.10: Atmosferik sınır tabaka için şehir merkezi, şehir dışı ve açık arazi profili ..	27
Şekil 4.11: SARES ölçüm direği lokasyonunda SARES ve Vortex rüzgar gülleri	28
Şekil 4.12: SARES ölçüm direği her iki yön verisinin grafiği.....	29
Şekil 4.13: Hakim rüzgar yönü dikkate alınarak ve alınmayarak yapılan iki türbin yerleşimi.....	30
Şekil 4.14: SARES yerleşim planı ve simgesel mesafe kriterleri	31
Şekil 4.15: “MCP” modülü “Measure” – Gözlem ekranı	32
Şekil 4.16: “MCP” modülü “Correlation” – İlişkilendirme rüzgar hızı ekranı.....	33
Şekil 4.17: “MCP” modülü “Correlation” – İlişkilendirme rüzgar enerjisi ekranı	34
Şekil 4.18: WindPro’da kullanılan regresyon modelleri.....	35

Şekil 4.19: “MCP” modülü “Predict” – Tahmin hesaplamalarında rezidüel dağılım grafikleri.....	35
Şekil 4.20: “MCP” modülü “Predict” – Tahmin hesaplamalarında rüzgar hızı	36
Şekil 4.21: WASP hesaplaması sonucu	37
Şekil 4.22: PARK hesaplaması sonucu.....	38
Şekil 4.23: Türbin bazında yıllık üretim değerleri, verimlilikler ve ortalama rüzgar hızları.....	38
Şekil 4.24: Büyük bir türbinin küçük türbine gölgeleme etkisi	39
Şekil 4.25: PoE Grafiği	41
Şekil 5.26: Yüzde 5 fazla ve yüzde 5 az üretim tahmini için PoE Grafiği	47

KISALTMALAR

AB :	Avrupa Birliđi
ABD :	Amerika Birleşik Devletleri
DMİGM :	Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü
EİE :	Elektrik İşleri Etüd İdaresi
EWEA :	European Wind Energy Council (Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliđi)
GPRS	General Packet Radio Service (Mevcut 2G cep telefonu şebekesi üzerinden paket anahtarlamalı olarak veri iletimi sağlayan teknoloji)
GWEC :	Global Wind Energy Council (Global Rüzgar Enerjisi Konseyi)
MCP :	Measure-Correlate-Predict (Gözlemle-İlişkilendir- Tahmin Et)
REPA :	Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası
RES :	Rüzgar Elektrik Santrali
RMSE :	Ortalama hata kareleri toplamının karekökü
RÖİ :	Rüzgar Ölçüm İstasyonu
RT :	Rüzgar Türbini
SRTM :	Shuttle Radar Topography Mission
TÜREB :	Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliđi
US :	United States (Birleşik Devletler)
WindPro:	Rüzgar çiftliği modelleme programı
WAsP :	Wind Atlas Analysis and Application Program (Rüzgar Atlası Analiz ve Uygulama Programı)
YİD :	Yap İşlet Devret

SEMBOLLER

Akış hızı	: V , (m/s)
Engelin yüksekliği	: h , (m)
Engelin geçirgenliği	: p , (m)
Engelin uzunluğu	: L , (m)
h_1 yüksekliğindeki rüzgar hızı	: V_1 , (m/s)
h_2 yüksekliğindeki rüzgar hızı	: V_2 , (m/s)
Hesaplama noktasının engelden olan uzaklığı	: x , (m)
Hesaplama noktasının yüksekliği	: H , (m)
Havanın kesit alanı	: S , (m ²)
Havanın yoğunluğu	: ρ , (kg/m ³)
İvme	: a , (m/s ²)
Kinetik enerji	: E , (Wh)
Kuvvet	: F , (N)
Kütle akış hızı	: m (kg/s)
Ortalama rüzgar hızı	: V_{ort} , (m/s)
Oransal rüzgar hızı azalımı	: R_1 , -
Ortalama rüzgar hızındaki azalma	: R_2 , -
Referans rüzgar hızı	: V_{ref} , (m/s)
Referans yüksekliğini	: Z_{ref} , (m)
Rüzgar gücü	: P , (W)
Rüzgar hızınının hesaplanacağı yükseklik	: Z , (m)
V_1 hızının ölçüldüğü yükseklik	: h_1 , (m)
Rüzgar hızınının hesaplanacağı yükseklik	: h_2 , (m)
Standart Sapma	: σ , (m/s)
Türbin maksimum çıkış gücü	: P_t , KW
Türbinin yıllık üretebileceği maksimum enerji	: E_r , (Wh)
Weibull dağılımı boyutsuz şekil parametresi	: k , -
Weibull dağılımı ölçek parametresi	: c , (m/s)
Weibull dağılımının olasılık yoğunluk fonksiyonu	: $f_w(v)$

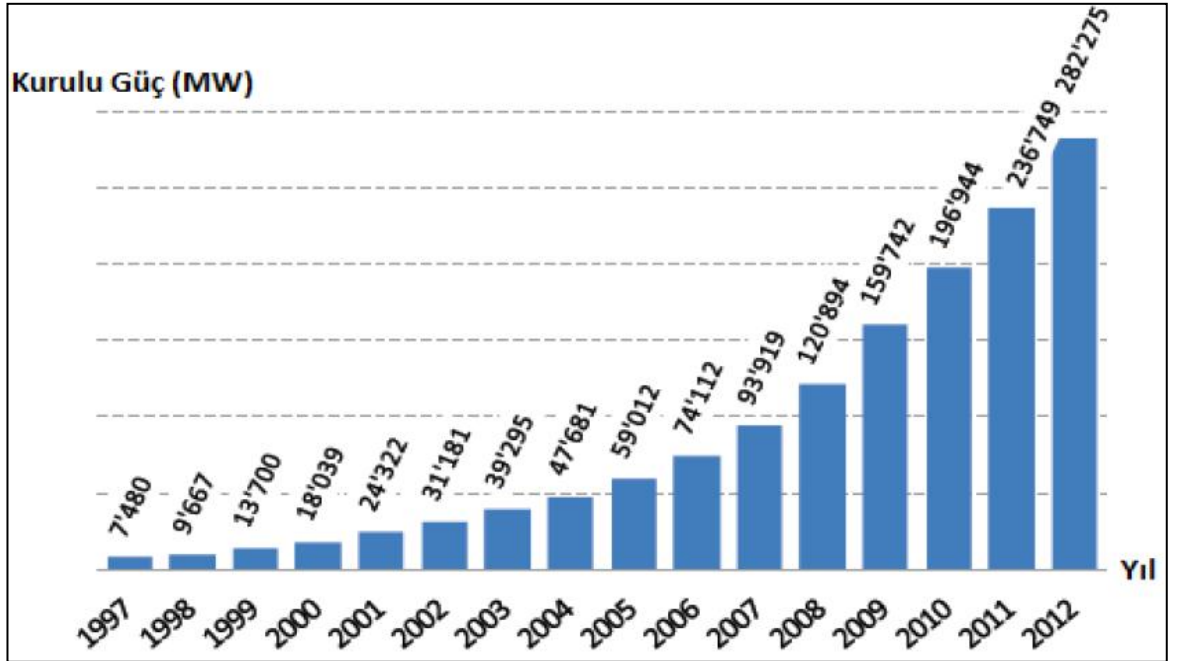
1. GİRİŞ

Enerji genel ifade ile işe dönüştürülebilir bir değerdir ve bu değerın kaynağı güneş olarak bilinmektedir. Güneş saatte 100 MW enerjiyi dünyaya ulaştırırken dünyada var olan tükenebilir ve tükenmeyen bütün enerji türlerinin esasıdır. Güneş'ten Dünya'ya varan enerjinin yüzde 2'lik bölümü rüzgar enerjisine dönüşmektedir. Dolayısı ile rüzgar enerjisi hız enerjisine dönüşmüş güneş enerjisi olarak açıklanabilir (Öztürk 2013).

Şekil 1.1'de görüldüğü gibi 1996 yılından itibaren kümülatif rüzgar kurulu gücü logaritmik olarak artış göstermiştir. 1997 yılında kümülatif rüzgar kurulu gücü 7.480 MW iken 2012 yılı sonu itibariyle kurulu güç 282.275 MW olarak görülmektedir.

2012 yılı sonu itibariyle küresel rüzgar enerji pazarı yüzde 19.2 büyümüştür. 2012 yılı sonunda tüm dünyadaki rüzgar enerji santralleri potansiyel olarak 580 TWh'lık elektrik enerjisine katkıda bulunmuştur. Bu değer 2012 yılı sonunda dünyadaki toplam elektrik talebinin yüzde 3'ten fazlasına karşılık gelmektedir. Dünyadaki rüzgar enerji santrali (RES) yatırımları Kuzey Amerika, Avrupa ve Asya'da yoğunlaşmış bulunmaktadır.¹

Şekil 1.1: Enerji kaynakları

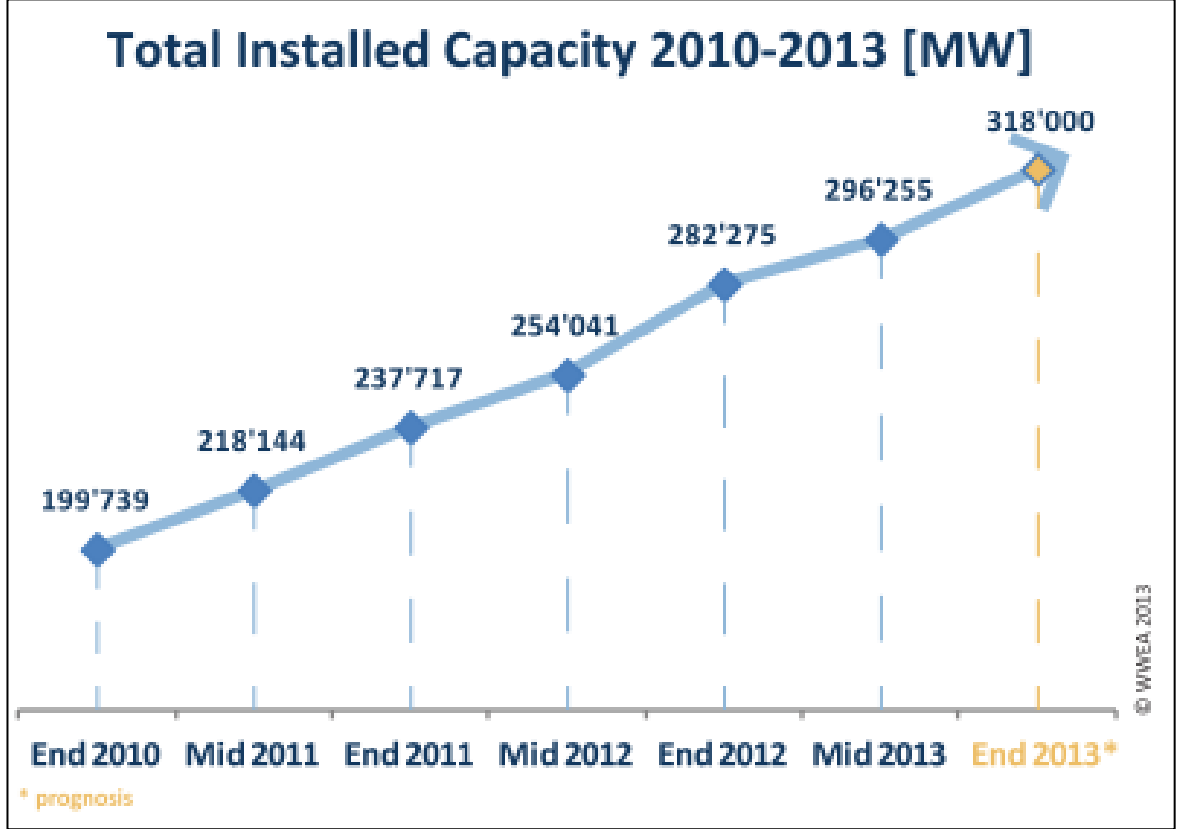


Kaynak. WWEA, 2012 Report, 2013. www.wwindea.org [Erişim Tarihi: 29.11.2013], s.5.

¹ WWEA, 2012 Report, 2013. www.wwindea.org [Erişim Tarihi: 29.11.2013], s.5.

Dünya çapındaki rüzgar kapasitesi, 2013 yılının Haziran ayında 296.255 MW değerine ulaşmıştır. Bu değer 13.980 MW'ı 2013 yılının ilk altı ayında elde edilmiştir.

Şekil 1.2: 2010-2013 yılları arası toplam kurulu güç



Kaynak. WWEA, 2013 Half Year Report, 2013. www.wwindea.org [Erişim Tarihi: 29.11.2013], s.2.

Dünya genelinde 2013 senesinin ortalarında kurulmuş rüzgar türbinleri dünyanın elektrik talebinin yüzde 3,5'ini karşılayabilecek niteliktedirler.

Global rüzgar kapasitesi bahsi geçen altı ay içerisinde yüzde 5'lik bir büyüme göstermiştir (2012 senesinin aynı periyodunda yüzde 7'lik bir büyüme olurken aynı periyot 2011 senesinde yüzde 9'luk büyüme ile karşımıza çıkmaktadır) ve yıllık değerlere bakıldığında büyüme yüzde 16,6'dır.²

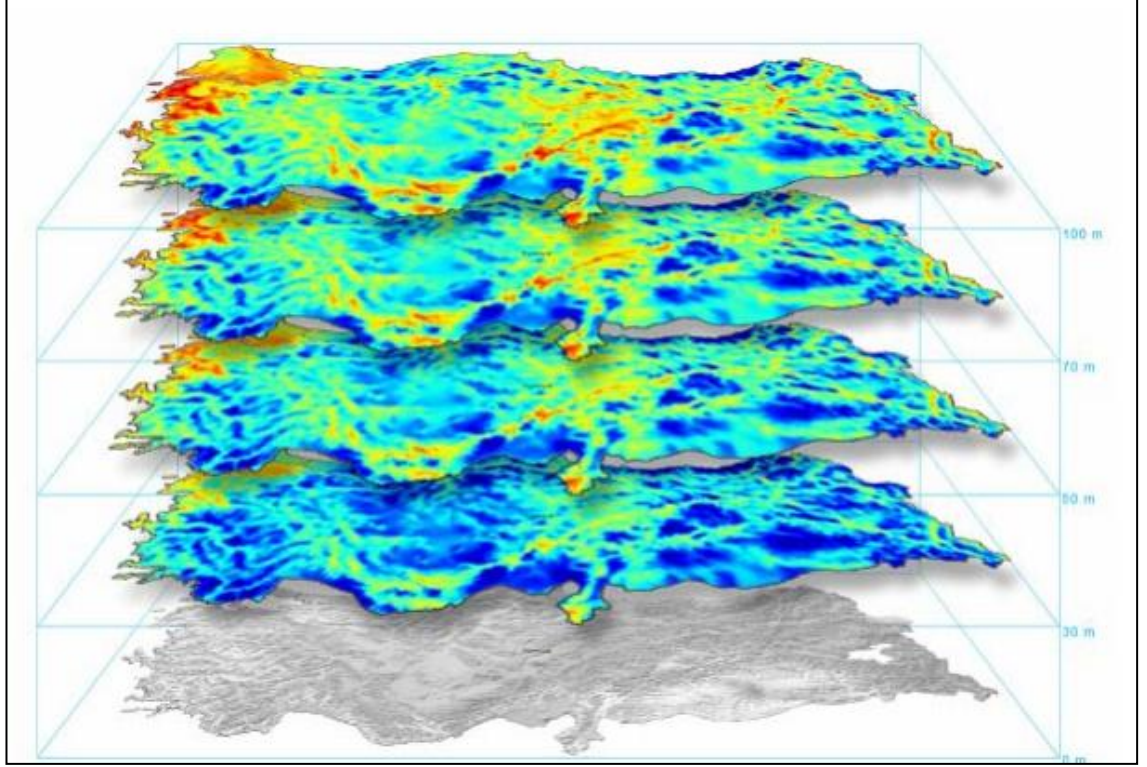
² WWEA, 2013 Half Year Report, 2013. www.wwindea.org [Erişim Tarihi: 29.11.2013], s.2.

Dünya çapında 22 GW değerinde ek kapasitenin 2013 senesinin ikinci yarısında var olan kapasiteye dahil olması beklenmiştir. Bahsi geçen ek kapasitenin 2013 senesi kurulum gücünü 35,7 GW'a çıkartması beklenmiştir ve bu beklenti 2012 senesinin 44,6 GW olan kapasitesinin altındadır. Global elektrik talebinin yüzde 4'ünü karşılaması beklenen 318 GW değerindeki kapasitenin 2013 senesinin sonlarında elde edileceği tahmini yapılmaktadır.

Rüzgar enerjisi teknolojinin gelişim sürecinde Avrupa Rüzgar Atlası da şekillenmiş ve günümüzde gelişerek kullanılmaya devam edilmektedir. Avrupa Rüzgar Atlası; Avrupa sınırları dahilindeki rüzgar haritası olarak adlandırılabilir. Bu atlas bir veri bankası olarak da nitelendirilebilir. Güç üretimi ile ilgili bölgesel rüzgar kaynağı analizi, yerel türbin konuşlandırılması ve bunlara ek olarak pürüzlülük, gölgeleme ve orografya verilerini hesaplamalı olarak içeren bir rehberdir (Troen Petersen 1989).

Avrupa Rüzgar Atlası gibi Türkiye için de oluşturulmuş bir rüzgar atlası mevcuttur ve Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası, kısaca REPA olarak adlandırılmaktadır. REPA, orta ölçekli sayısal hava tahmin modeli ile mikro ölçekli rüzgar akış modelinin kullanıldığı ve bu sayede rüzgar kaynak bilgilerinin verildiği rüzgar enerjisi potansiyeli atlasıdır. Deniz seviyesindeki ve 50 metre yüksekliklerdeki aylık basınç değerlerini, 2 ve 50 metre yüksekliklerdeki aylık sıcaklık değerlerini, 50 metre yükseklikteki yıllık rüzgar sınıflarını, 5 ve 100 metre yüksekliklerdeki yıllık, aylık ve mevsimlik rüzgar güç yoğunluklarını, referans bir rüzgar türbini için 50 metre yükseklikteki yıllık kapasite faktörünü bunlara ek olarak 30, 50, 70 ve 100 metre yüksekliklerdeki yıllık, aylık, mevsimlik ve günlük ortalama rüzgar hızlarını barındıran bu atlas 200 m x 200 m çözünürlüğündedir. REPA'nın oluşumu 2006 yılında tamamlanmıştır.

Şekil 1.3: REPA temsili şekli

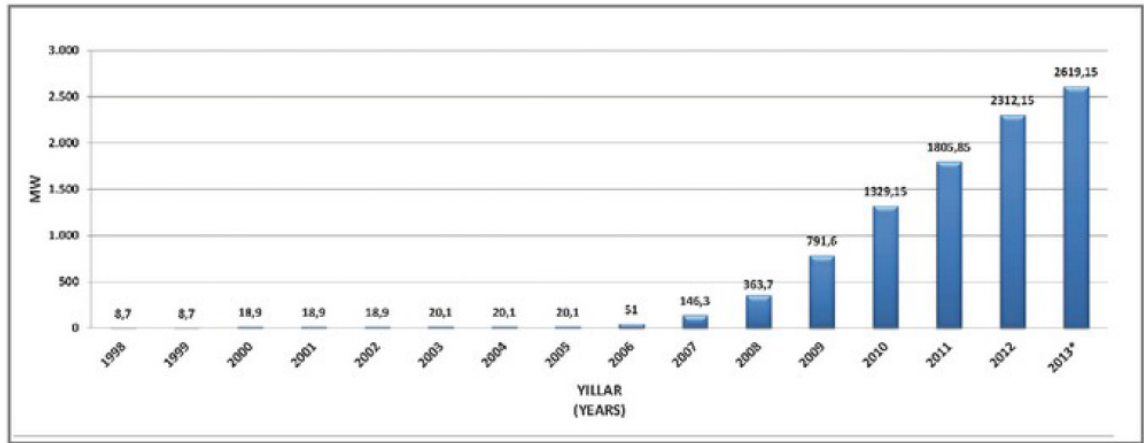


Kaynak. <http://www.tucsa.org/images/yayinlar/sunumlar/MUSTAFA-CALISKAN.pdf> [Erişim Tarihi: 29.11.2013], s.2.

Türkiye’de uluslararası boyutta ilk rüzgar elektriği, 21 Şubat 1998 tarihinde Çeşme Germiyan Köyü’nde üretilmiştir. Herbiri 500 kW nominal güce sahip olan 3 adet Enercon-40 rüzgar türbininden oluşan bu ilk rüzgar çiftliğinden, yılda yaklaşık 4.5 milyon kWh elektrik enerjisi üreteceği varsayılmıştır. Türkiye’deki Yap-İşlet-Devret (YİD) Modeli ile işletmeye açılan ilk rüzgar enerjisi tesisi ise, 28 Kasım 1998 tarihinde işletmeye alınan Alaçatı’daki ARES (Alataçatı Rüzgar Enerji Santralidir). Santral 600kW nominal güçlü 12 adet Danimarka üretimi Vestas V44 rüzgar türbininden oluşmaktadır (Özdamar, 2000). Türkiye’de rüzgar enerjisi kurulu gücü 1998 yılında ilk şebekeye bağlı rüzgar çiftliklerinin kurulmasının ardından 2005 yılına kadar yok sayılabilecek düzeyde artış göstermiştir. 2005 yılından itibaren 5346 sayılı ‘Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun’ un çıkmasından sonra kurulu güç ve enerji üretiminde

Şekil 1.4’de görüldüğü gibi her yıl büyük oranlarda artış göstererek 2013 sonu itibariyle kurulu güç 2.619 MW seviyesine ulaşmıştır. 10.05.2005 tarihinde kabul olan ve 18.05.2005 yılında resmi gazetede yayımlanan 5346 numaralı Yenilenebilir Enerji Kanunu yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımının yaygınlaştırılmasını, bu kaynakların güvenilir, ekonomik ve kaliteli biçimde ekonomiye kazandırılmasını, kaynak çeşitliliğinin artırılmasını, sera gazı emisyonlarının azaltılmasını, atıkların değerlendirilmesini, çevrenin korunmasını ve bu amaçların gerçekleştirilmesinde ihtiyaç duyulan imalat sektörünün geliştirilmesini amaçlamaktadır. ³Bu yasa ile Türkiye yenilenebilir enerji yatırımları için bir yasal alt yapı oluşturmuş oldu ve bu yasadan sonra yatırımlar hız kazanmıştır.

Şekil 1.4: 1998-2013 yılları arası Türkiye rüzgar enerji santrallerinin kurulu güç bakımından yıllara göre kümülatif dağılımı

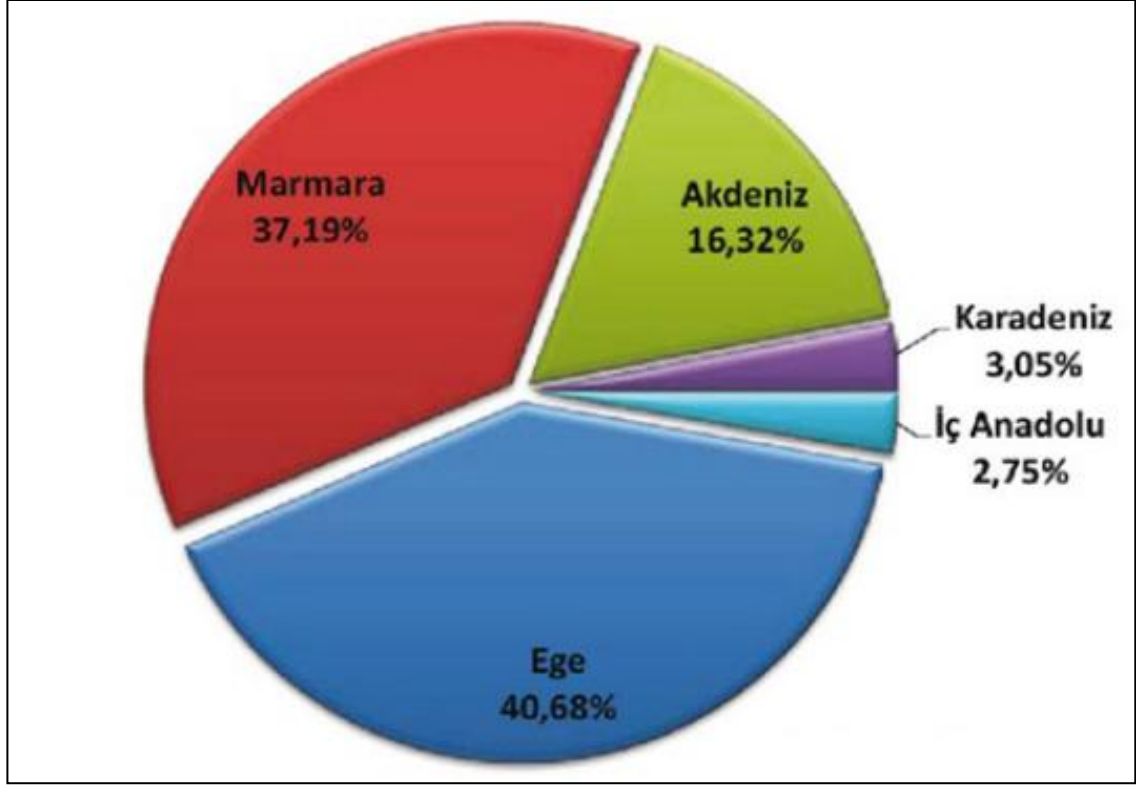


Kaynak: www.tureb.com.tr, Türkiye rüzgar enerjisi istatistik raporu Temmuz 2013, Erişim [07.09.2013]

2013 yılı başı itibariyle Türkiye’ de rüzgar kurulu gücü, toplam kurulu gücün (57.058 MW) yüzde 4,5’luk kısmını oluşturmaktadır. Şekil 1.5’de görüleceği üzere Ege bölgesi yüzde 37,19 luk bir değer ile rüzgar kurulu gücü bakımından en yüksek kapasiteye sahiptir.

³ <http://www.enerji.gov.tr> 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun, [Erişim Tarihi: 26.08.2013]

Şekil 1.5: Temmuz 2013 itibariyle Türkiye’de işletmede olan rüzgar enerji santrallerinin kurulu güç bakımından bölgelere göre yüzdesel dağılımı



Kaynak: www.tureb.com.tr, Türkiye rüzgar enerjisi istatistik raporu Temmuz 2013, Erişim [07.09.2013]

Bu çalışmada ise 2011 yılında işletmeye alınan SARES rüzgar enerji santralının öncelikli olarak üretim tahminleri yapılmıştır. Sonrasında bu tahminler 2012 yılı üretim verileri ile karşılaştırılıp oluşan farkın beklenen aralıkta olup olmadığı gözlenmiştir.

Genel bilgi olarak enerjinin tanımından bahsedilmiş olup devamında enerji kaynakları ve enerji kaynakları ile ilgili olarak da yenilenemeyen ve yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisi ayrıntılı olarak açıklanmıştır. Devamında yapılacak olan analizlerde materyal olarak kullanılacak olan WindPro ve WASP yazılımları ile ilgili açıklamalar verilmiştir. Sonraki bölümde çalışılan rüzgar sahası ile ilgili genel bilgiler verilmiş olup rüzgar sahası öncesinde kurulan ölçüm direğinden bahsedilmiştir. Ölçüm verileri belirtilen yazılımlarda işlenerek çalışılan rüzgar sahası için bir üretim tahmininde bulunulmuştur.

Son bölümde 05.10.2011 tarihinde tamamlanan santralin 2012 yılı için reel üretim değerleri hesaplanıp öncesinde yapılan tahmin bu toplam ile karşılaştırılmıştır. Farkın yüzdesel olarak beklenen aralıkta olup olmadığı araştırılıp farkın bu aralıkta olabilmesi için bir iyileştirme çalışması yapılmıştır.

Bu tezde yapılan karşılaştırmalar göstermiştir ki yapılan analizde tahmin edilen değerler ile 2012 yılı için gerçekleşen değerler arasında yaklaşık olarak yüzde 6 aşırı tahminde bulunulmuştur.

2. GENEL BİLGİLER

2.1 ENERJİNİN TANIMI

Fizik bilimine göre enerji, bir maddenin iş yapabilme kabiliyeti, yaratılan güç anlamına gelmektedir. Bir nesnenin enerjisi, o nesnenin yapma ihtimali olan maksimum iştir. Enerji, fiziğin temel büyüklükleri arasında sayılır (Öztürk 2013, Temiz 2010). Pek çok farklı formda var olabilen enerji;

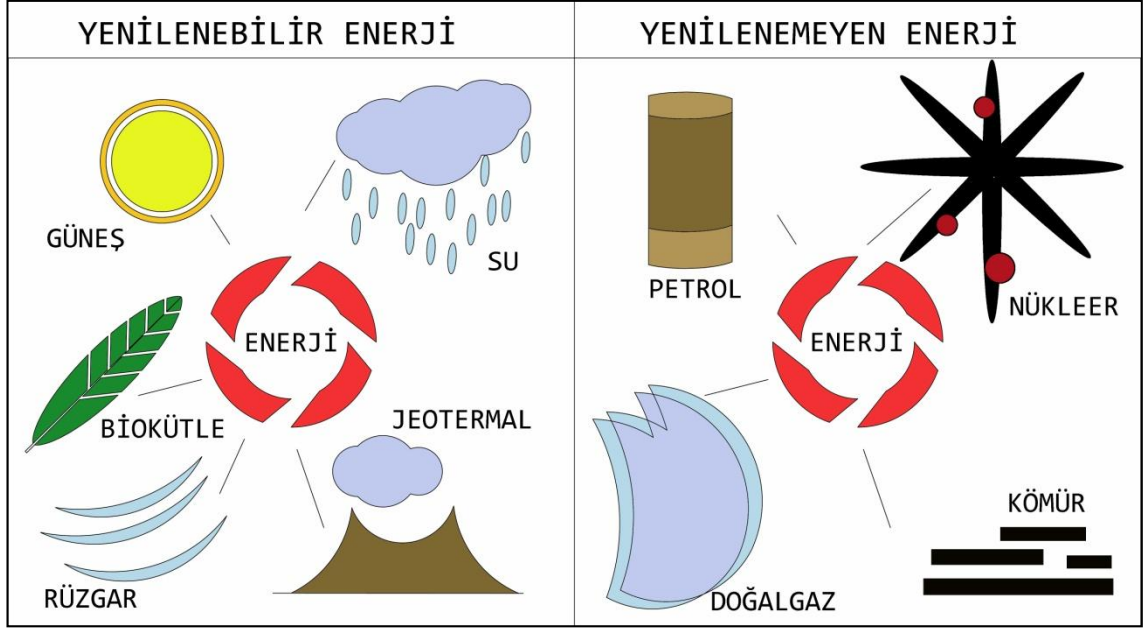
- i. Kimyasal enerji
- ii. Isı (Termal) enerji
- iii. Elektrik enerjisi
- iv. Nükleer enerji
- v. Yerçekimi enerjisi
- vi. Kimyasal enerji
- vii. Manyetik enerji

gibi farklı biçimlerde olabilir (Demirel 2012). Enerji formlarından bağımsız olarak, kinetik ve potansiyel olmak üzere iki türe ayrılır. Kinetik enerji, hareket eden cisimlere has bir enerji türüdür. Potansiyel enerji ise maddelerin buldukları fiziksel koşullardan sebep depoladıkları kabul edilen enerji türüdür (Aydın 2010). Bir cismin kinetik enerjisi ne denli büyük ise cismin yaptığı iş de aynı şekilde büyüktür.

2.2 ENERJİ KAYNAKLARI

İş yapabilme kabiliyeti olarak nitelendirilen enerji, çeşitli kaynaklardan yararlanılarak elde edilmektedir ve bu kaynaklar ‘enerji kaynakları’ olarak vasıflandırılmaktadırlar (Öztürk 2013). Enerji kaynakları dünyanın oluşumu ve süre gelimi göz önünde bulundurulduğunda yenilenebilir enerji kaynakları ve yenilenemeyen enerji kaynakları olmak üzere ikiye ayrılırlar.

Şekil 2.6: Enerji kaynakları



Yenilenebilir olarak nitelendirilen enerji kaynakları dünya, ay veya güneş kaynaklıdır ve sürülebilir başka bir deyiş ile tükenmezdirler (Altuner 2009). Yenilenemeyen enerji kaynakları olarak nitelendirilen fosil yani oluşumu dünyada var olan atıkların zaman içindeki dönüşümüne bağlı olan kaynaklar ise tükenebilir kaynaklardır ve dolayısı ile yenilenme özelliğine sahip değildirler (Temiz 2010).

Tablo 2.1: Yenilenemeyen ve yenilenebilir enerji kaynakları karşılaştırması

Yenilenemeyen Enerji Kaynakları	Yenilenebilir Enerji Kaynakları
Kömür, Petrol, Doğalgaz, Nükleer	Güneş, Su, Jeotermal, Rüzgar, Biokütle
Tükenebilir – Sürdürülemez	Tükenmez – Sürdürülebilir
Tüketimi neticesi üretilen gazlar atmosfere zararlıdır	Yapım ve üretim kurallara uygun olduğu takdirde herhangi bir zarara neden olmaz

2.2.1 Yenilenemeyen Enerji Kaynakları

Yenilenemeyen enerji kaynakları, dünyada var olan ve doğa tarafından yenilenemeyen enerji kaynaklarıdır. Oluşumları fosil atıklar ile ilişkili olan ve zaman alan bu enerji kaynakları sürdürülebilir değildirler ve bu durum tükenme durumunun hızlı olacağını göstermektedir. Hali hazırda var olan petrol, kömür ve doğalgaz gibi fosil kaynakların tükeneceği süre ile ilgili otoriteler tahminlerde bulunmaktadır. Sürdürülemez sorununun yanında bu kaynakların tüketimi esnasında ortaya çıkan zararlı gazlar da sera etkisi yaparak küresel ısınmaya ve dolayısı ile küresel iklim değişikliklerine neden olmaktadır. Fosil yakıt emisyonları arasında çeşitli organik bileşenler ve CO_x, CO₂, NO_x, kurum ve partikül maddeler sayılabilir (Temiz 2010). Yenilenemeyen enerji kaynaklarının dezavantajlarının açıkça ortada oluşu ve dünyada var olan enerji gereksiniminin giderek fazlalaşıyor oluşu yenilenebilir enerji arayışlarını ve bu enerji kaynaklarının gelişmesine yönelik çalışmaları var etmiş ve hızlandırmıştır.

2.2.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Yenilenebilir enerji genel hatları ile fosil kaynaklı olmayan, sürekli olarak yenilenen ve devamlılığı olan, yeryüzünde var olan ve herhangi bir işlenmeye ihtiyaç duymayan, elektrik enerjisine dönüşümünde çok az miktarda CO₂ emisyonu gerçekleştiren, çevre zararı ve etkisi fosil yani yenilenemeyen enerji kaynaklarına göre çok daha az olan enerjidir.

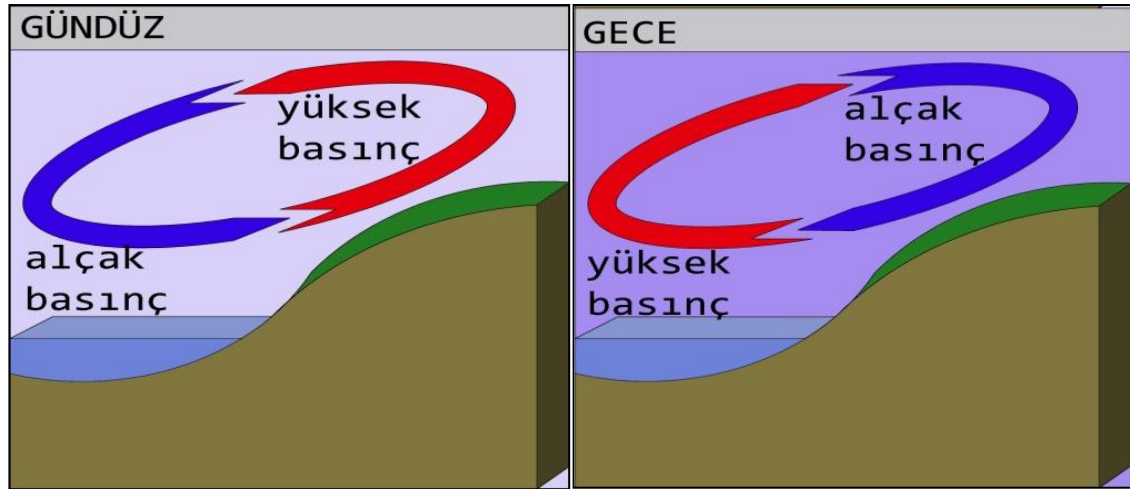
Yenilenebilir enerji kaynakları hiçbir zaman tükenmeyeceği düşünülen enerji kaynaklarıdır. Başka bir deyiş ile yenilenebilir enerji kaynakları tüketim süresinden daha kısa bir sürede yenilenen ve bu sebep ile tükenme ihtimali bulunmayan enerji kaynaklarıdır. Bu enerji kaynakları yenilenemeyen enerji kaynakları ile karşılaştırıldıklarında uygulamaları düşünülerek ve standartlara uygun üretildiklerinde ve kullanıldıklarında çevreye zarar vermemektedir.

21. Yüzyılda artan nüfus, nüfus ile birlikte artan enerji talebi ve fosil yani yenilenemeyen enerji kaynaklarının rezervlerinin tükenmeye yüz tutuşu yenilenebilir enerji üretimlerinin gelişimini ve hızlanışını sağlamıştır. İstikrarlı ve sürekli bir enerjinin var oluşu dünyanın sürekliliği için mutlak bir gereksinimdir bu nedenle bu enerji kaynaklarının kullanımı üzerine pek çok çalışma yapılmakta ve bu çalışmalar pratiğe dökülmektedir.

2.3 RÜZGAR ENERJİSİ

Rüzgar enerjisinin ana kaynağı olarak bilinen güneş dünyanın etrafındaki havayı ısıtarak bazı bölgelerin daha fazla bazı bölgelerin ise daha az ısınmasına sebep olmaktadır. Bu durum ile ısınan hava alçak basınç ve yüksek basınç alanları meydana getirmektedir. Yüksek basınç alanlarından alçak basınç alanlarına doğru olan hava hareketi rüzgar olarak nitelendirilir.

Şekil 2.7: Rüzgarın yüksek basınçtan alçak basınca hareketi



Rüzgar iki adet parametre ile ölçülmektedir ve bunlar yön ve hızdır. Rüzgarın hızı yüksekliğine göre değişmektedir, enerjisi ise hızının küpü ile doğru orantılıdır (Mehel 2009). Özet olarak; yerkürede meydana gelen bütün rüzgarlar alçak ve yüksek basınç alanlarının oluşması neticesinde gerçekleşmektedir (Uysal 2011). Hareket haline geçen hava yani rüzgar, belirli bir kinetik enerjiye sahiptir. Bu durumda potansiyel enerji kinetik enerjiye dönüşmüştür denilebilir ve bu rüzgar enerjisi olarak adlandırılır.

Rüzgar var olan kinetik enerjisi sebebi ile doğal bir potansiyele sahiptir ve bu potansiyelin farkındalığı 10. Yüzyılın da öncelerine dayanmaktadır.

Rüzgar enerjisinin kullanımı yel değirmenlerinden başlayarak günümüze kadar gelmiştir. Elektriğin keşfedilmesi sonrasında elektrik enerjisi elde edilmesini sağlayan her yöntem önem kazanmış ve gelişime açılmıştır. Rüzgar enerjisi vasıtası ile elektrik enerjisi üretimi de günümüz dünyasında gerek duyulmakta olan sürdürülebilir enerji klasmanında sayılmakta ve gün geçtikçe gelişmektedir.

Rüzgar enerjisinin pozitif bahsi, sürdürülebilirliği ve fosil kaynaklar ile elde edilen enerji ile karşılaştırıldığında elde edilen pek çok avantajı vardır.

Bu avantajlar;

- i. Yenilenebilir enerji kaynakları arasında maliyeti düşük olanlardan sayılabilmesi,
 - ii. Atmosfere zarar verebilecek gazlar üretmemesi,
 - iii. Hammadde maliyetine sahip olmaması,
 - iv. Ülke içi enerji kaynağı olarak görülmesi,
 - v. Atmosferik emisyonlar neticesinde oluşan asit yağmurlarına sebep olmaması,
 - vi. Rüzgar enerjisi üreten çiftliklerin arazilerinin tarım amaçlı kullanılabilmesi
- olarak sıralanabilir ve bu avantajlar daha da çoğaltılabilir.

Bütün bu avantajların yanında bazı dezavantajlarda mevcuttur. Dezavantajlar;

- i. Rüzgar üretim değerlerinin rüzgar hızı gibi değişken olabilişi,
 - ii. Rüzgar üretim santrallerinin ilk kurulumlarının maliyetli olması,
 - iii. Rüzgar türbinlerinin çalıştıkları süre boyunca gürültülü olması,
 - iv. Göç yolları göz önünde bulundurulması taktirde kuş ölümlerine sebep olması,
- olarak sıralanabilir.

3. MATERYAL ve YÖNTEM

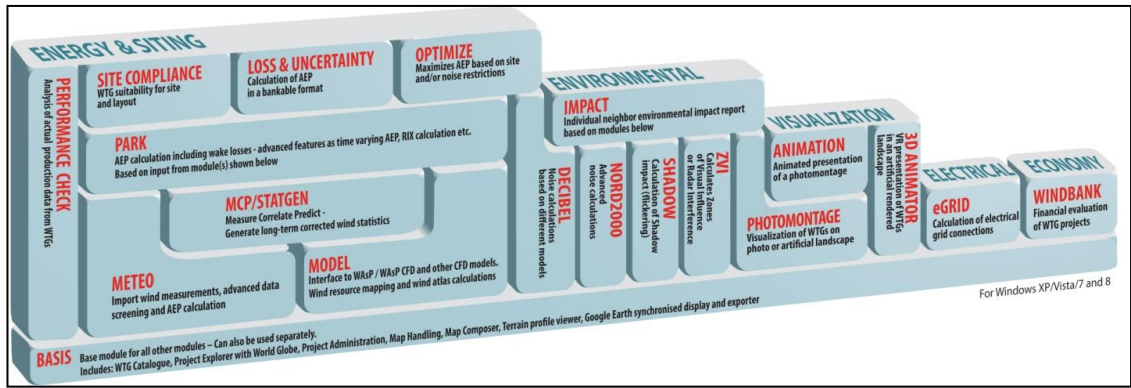
İşletmede olan bir rüzgar santrali için WindPro ve WAsP yazılımları kullanılarak yıllık üretim tahmininde bulunulmuştur. İşletme değerleri ile yapılan bu tahmin gerçek üretim değerleri ile karşılaştırılıp yapılan tahminin doğruluğu değerlendirilmiştir.

3.1 WindPro Yazılımı

WindPro rüzgâr santrali projelerinin tasarım ve planlamaları için kapsamlı bir yazılım programıdır. Windows 2000/XP/Vista işletim sistemleri ile çalışmakta ve modüler tabanlıdır.

Program “Energy&Siting, Enviromental, Visualization, Electrical, Economy” yani “Enerji&Konuslandırma, Çevre, Görselleştirme, Elektrik, Ekonomi” bölüm başlıkları altında pek çok modülü içermektedir. Şekil 3.1’de bu modülleri orjinal isimleri ile gösteren bir şekil mevcuttur. Gerekli modüllere ait detaylı bilgi tezin ilgili bölümlerinde açıklanmıştır.

Şekil 3.1: Modüler WindPro yapısı



Kaynak: www.emd.de

3.2 WAsP Yazılımı

WAsP yazılımı isim olarak Türkçeleştirildiğinde Rüzgar Atlası Analiz ve Uygulama Programı anlamına gelmektedir. Rüzgar atlası istatistiklerini elde etme amacı ile Danimarka Meteoroloji Teşkilatı tarafından Meteoroloji Laboratuvarında (RISO) hazırlanmış ve geliştirilmiş olan WAsP rüzgar enerjisi ile alakalı çalışmalarda

kullanılmaktadır. Avrupa Rüzgar Atlasının ve Türkiye Rüzgar Atlasının hazırlanmasında da WAsP kullanılmıştır.

WAsP yazılımının yaptığı veri analizleri rüzgar hız verilerinin iki parametrelili Weibull Dağılımına uygun bir dağılım gösterdiği varsayımına dayanılarak yapılmaktadır.

WAsP bölgesel rüzgar atlası istatistiklerini dört adet farklı girdi bilgisinin program dahilinde alt modellerde değerlendirilmesi sonucunda elde eder. (Hocaoğlu, F., O., Kurban, M. ve Başaran Filik, Ü., 2007)

Bu girdi bilgileri şunlardır;

- i. saatlik rüzgar verisi
- ii. bölge pürüzlülük bilgileri
- iii. yakın çevre engel bilgileri
- iv. bölge topografyası

WAsP, modeli 4 ana işlemde oluşmaktadır:

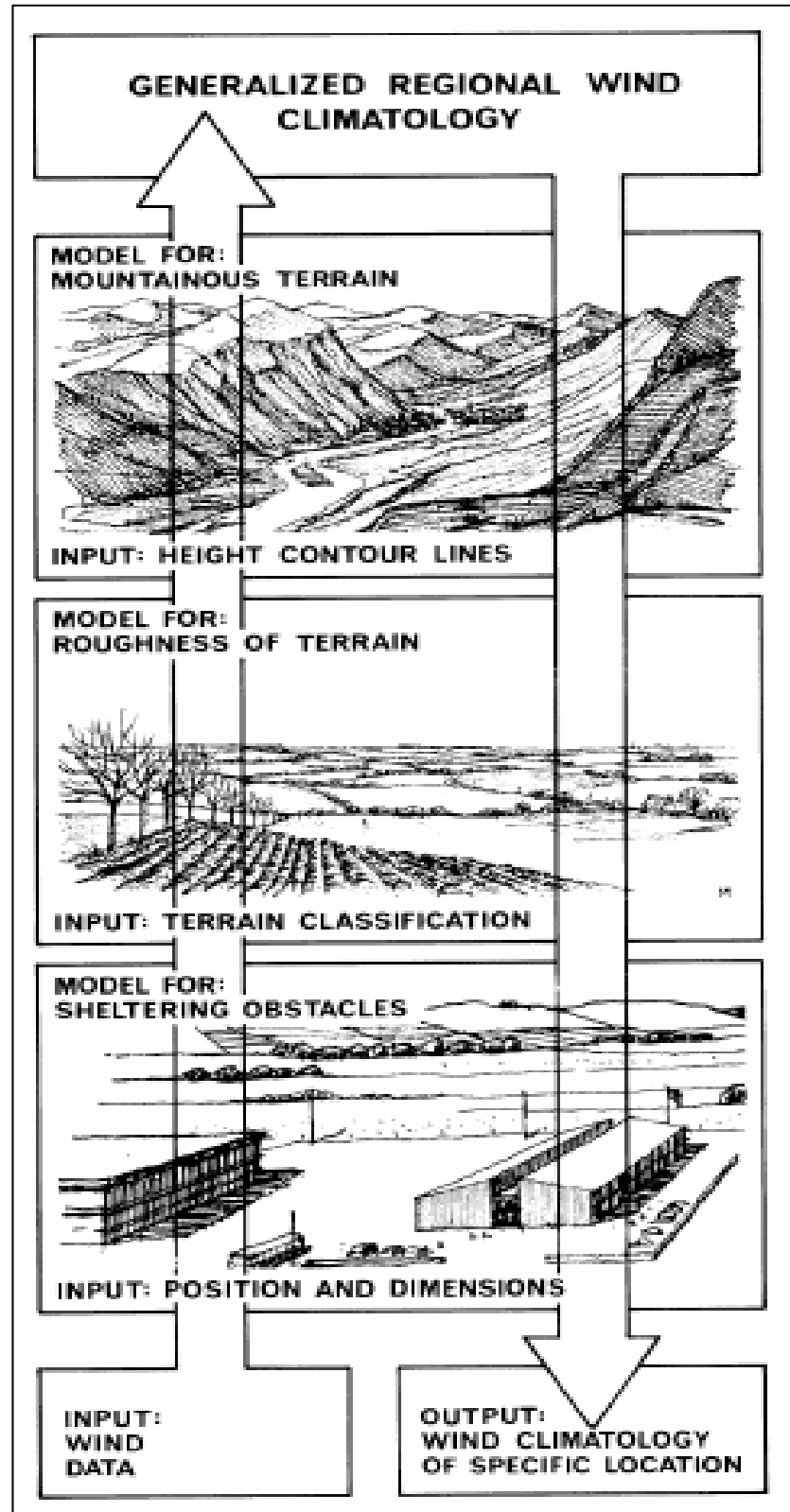
a) Ham veri analizi: İlk adım olan bu kısımda, rüzgar verisinin zaman serisi analizi yapılmaktadır.

b) Rüzgar atlası verisinin oluşturulması: Analiz edilen zaman serileri, rüzgar atlas verilerine çevrilir. Bu kısımda, rüzgar ölçümleri özel arazi koşullarına (engel, pürüzlülük) arındırılır.

c) Rüzgar ikliminin belirlenmesi: Rüzgar atlası verileri kullanılarak bölgenin rüzgar iklimi belirlenir.

d) Rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesi: Son olarak da, ortalama rüzgar hızı alınarak bölgenin enerji potansiyeli belirlenir. (Süel, 2013)

Şekil 3.2: WAsP işleyiş akış şeması



Kaynak: Jain, P., 2011. *Wind energy engineering*. ABD: The McGraw-Hill Companies

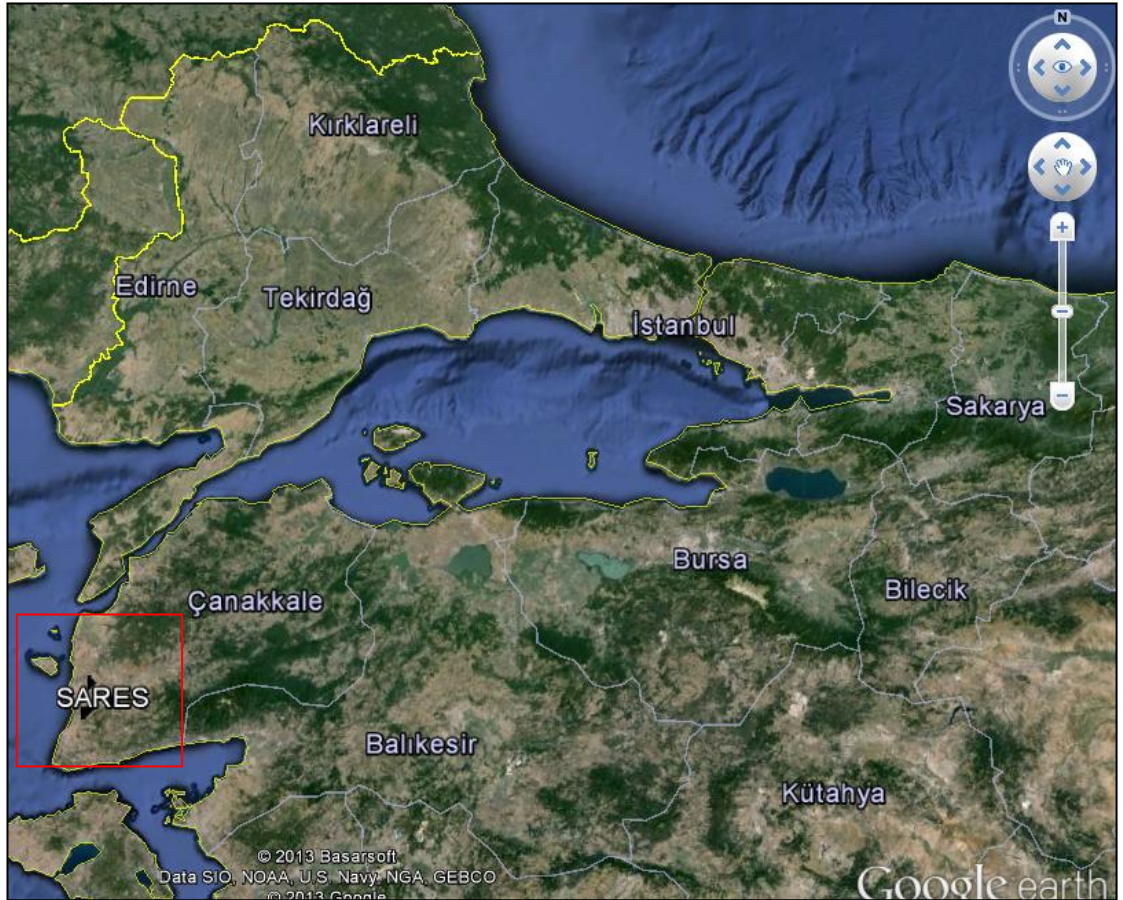
4. ÇALIŞILAN RÜZGAR SAHASI

4.1 GENEL BİLGİLER

SARES projesi 05.06.2008 tarihinden itibaren Çanakkale ili, Ezine ilçesinde yap işlet devret modeli kapsamında 49 yıl süreyle üretim faaliyeti göstermek üzere Garet Enerji Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi'ne verilmiştir. Tesisin toplam kurulu gücü 22,5 MW olup öngörölmüş ortalama yıllık üretim miktarı 90.500.000 kWh/yıl dır. Tesisin sisteme bağlantı noktası Ezine TM 154 kV bara olup tesisin tamamlanma süresi 16 ay inşaat öncesi dönemi ve 24 ay inşaat dönemi olarak toplamda 40 ay olarak belirlenmiştir. Tesis 05.10.2011 tarihinde tamamlanmıştır.

Şekil 4.1'de proje lokasyonu "Google Earth" haritasında Türkiye'nin Çanakkale ili sınırları içerisinde belirtilmiştir.

Şekil 4.1: SARES projesinin Türkiye haritasında gösterimi



Kaynak: Google earth

4.2 ÖLÇÜM DİREĞİ

Ölçüm direkleri yapılacak olan analizin en doğru şekilde yapılması için oldukça önemlidirler. Ölçüm direği ve ekipmanların montajı ile ilgili belirsizlikler üretim tahminini düşürmektedir, dolayısıyla ölçüm direği kurulumunun standartlara uygun oluşu, ölçüm yapacak olan ekipmanların direğe montajının standartlara uygun yapılmış olması ve ekipmanların kalibrasyonlarının akredite laboratuvarlarda yapılmış olması gibi etkenler üretim tahmininin en doğru şekilde yapılmasına yardımcı olacaktır. Kurulumun doğruluğunu anlayabilmek için kurulumu yapan firma tarafından hazırlanan kurulum raporunu aytıntılı incelemek gerekmektedir.

Tablo 4.2 SARES projesi için hazırlanmış olan kurulum raporundan alınan bilgiler doğrultusunda düzenlenmiştir. Ölçüm direği 10 dakika aralıklarla toplamda 25,5 ay veri toplamıştır ve bu sürecin yüzde 96,8 inde veri kaydedebilmiştir. Toplanan veri sayısının söz konusu süreçte toplanması gereken veri sayısına oranını ifade eden “*Data Recovery Rate*” olarak da bilinen Veri Kurtarma Oranının, yüzde 95 ve üzeri gerçekleşmesi gerekmektedir (Wind Resource Assessment Handbook, NREL, Golden CO, 1997). SARES ölçüm direği verileri için bu kriter sağlanmıştır.

Ölçüm direğine monte edilmiş 4 anemometre ve 2 rüzgar gülü bulunmaktadır. Ölçüm yapacak ekipmanların verilerini kaydedecek ve GPRS üzerinden bu verileri aktaracak olan ana bağlantı kutusuna “*datalogger*” yani veri kaydedicisi denmektedir. Datalogger ve ekipmanların marka ve modelleri kurulum raporlarında mutlaka belirtilmelidir. Buradaki amaç, bu modellerin teknik verilerine ulaşmaktır.

Tablo 4.2: SARES ölçüm direği bilgileri

Veri süreci	
Başlangıç	17.06.2007
Bitiş	31.07.2009
Ölçüm yükseklikleri	
V1	51m
V2, D1	50m
V3, D2	30m
V4	10m
Koordinatlar	
x	439362
y	4395978
Ölçüm verimliliği	
%96.8	
Anemometre (V)	
Marka/Tip	NRG Max#40
Rüzgar gülü (D)	
Marka/Tip	NRG 200 series
Data logger	
NRG symphonie	
Ölçüm sıklığı	
10 dakika	

Tablo 4.3: Anemometre bilgileri

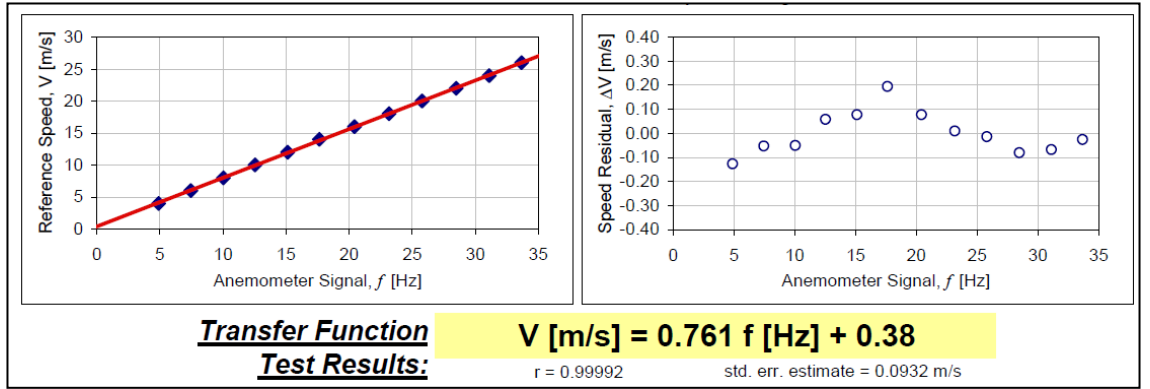
Anemometre Özellikleri					
Tip	Seri No	Yükseklik	Kalibrasyon Tarihi	Eğim	Ofset
NRG 40#C	39186	51	27.03.2007	0,7650	0,3500
NRG 40#C	38951	50	19.03.2007	0,7650	0,3500
NRG 40#C	37544	30	19.03.2007	0,7650	0,3500
NRG 40#C	39187	10	27.03.2007	0,7650	0,3500

4.3 HAM VERİNİN DÖNÜŞTÜRÜLME İŞLEMİ

Dataloggera kaydedilen ham veriler, datalogger yazılım programı yardımı ile “*scale*” ve “*offset*” değerleri kullanılarak dönüştürülürler. Bu dönüşüm sırasında, verilerin tarihleri ve saatleri, ekipmanların minimum, maksimum, ortalama ve standart sapma verileri ile birlikte başlık olarak dosyaya atanır ve analiz için hazır hale getirilirler.

Dönüşüm işlemi cihazın kalibrasyon raporlarında belirtilen “*slope*” ve “*offset*” değerlerinin uygulanması işlemidir. Şekil 4.2’de bir kalibrasyon raporundan alınan transfer fonksiyonu ve bu fonksiyonun grafiği verilmektedir.

Şekil 4.2: Kalibrasyon raporu, transfer fonksiyonu



”*Transfer Function*” olarak verilen transfer fonksiyonu denkleminin f katsayısı “*slope*” değerine tekabül etmektedir. Ham veri bu katsayı ile çarpılmalıdır, çarpım sonrasında ofset değeri eklenerek dönüştürülmüş veri temin edilmiş olur.

Şekil 4.3: Ölçüm direği genel görünümü ve ekipmanların yakın görünümü



4.4 VERİ ANALİZİ

SARES ölçüm direğinden alınan 25 aylık ham veri dönüşümü sonrasında veriler WindPro nun METEO modülünde incelemeye alınır. METEO modülü ölçülen rüzgar verisinin yüklenmesi, analizi ve sunumunun gerçekleştirildiği modüldür.⁴

Şekil 4.4: WindPro veri girişi ekranı

Line with header	Header field separator	First line with data	Data field separator	Additional	Recalibration	Use text-to-number			
141	Tab	142	Tab	None	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Column	Header	First data	Channel	Type	Sub type	Unit	Height	Name	Converted
10	CH3Avg	3,5		Wind speed	Mean	m/s	30,00	CH3Avg_Mean	3,50 m/s
11	CH3SD	1,2		Wind speed	StdDev	m/s	30,00	CH3SD_StdDev	1,20 m/s
12	CH3Max	6,1		Wind speed	Max	m/s	30,00	CH3Max_Max	6,10 m/s
13	CH3Min	0,4		Wind speed	Min	m/s	30,00	CH3Min_Min	0,40 m/s
14	CH4Avg	3,5		Wind speed	Mean	m/s	10,00	CH4Avg_Mean	3,50 m/s
15	CH4SD	1,2		Wind speed	StdDev	m/s	10,00	CH4SD_StdDev	1,20 m/s
16	CH4Max	6,1		Wind speed	Max	m/s	10,00	CH4Max_Max	6,10 m/s
17	CH4Min	0,7		Wind speed	Min	m/s	10,00	CH4Min_Min	0,70 m/s
26	CH7Avg	346		Wind direction	Mean	Degrees	50,00	CH7Avg_Mean	346,0 Degrees
27	CH7SD	14		Wind direction	StdDev	Degrees	50,00	CH7SD_StdDev	14,0 Degrees
28	CH7Max	351		Wind direction	Max	Degrees	50,00	CH7Max_Max	351,0 Degrees
29	CH7Min	0		Wind direction	Min	Degrees	50,00	CH7Min_Min	0,0 Degrees
30	CH8Avg	329		Wind direction	Mean	Degrees	30,00	CH8Avg_Mean	329,0 Degrees
31	CH8SD	21		Wind direction	StdDev	Degrees	30,00	CH8SD_StdDev	21,0 Degrees

Kaynak: WindPro

Şekil 4.4’de verilen ekran görüntüsü bu aktarımın yapıldığı sayfayı temsil etmektedir. Her ekipmana ait veriler farklı kanaldan kaydedilmektedirler. Farklı kanallardan kaydedilmeleri verilerin birbiri ile karışmalarını önlemek amaçlıdır.

“Mean, StdDev, Max, Min,” olarak ifade edilen veriler, ekipman türü ayırt etmeksizin (rüzgar hızı, yönü, havanın sıcaklığı, nemi, basıncı vb.) o anki ortalama, standart sapma, en yüksek ve en düşük veriye tekabül etmektedir.

⁴ <http://www.emd.dk/files/windpro/WindPRO%20Modules%20TURKISH.pdf>, [Erişim Tarihi: 10.10.2013]

“Data Setup” olarak belirtilen kısım ortalama rüzgar hızı, hakim rüzgar yönü, türbülans, standart sapma, sıcaklık, nem, basınç vb. gibi sonuçların alınabileceği sayfadır. Şekil 4.5’de bu ekran mevcuttur. Bu sonuçlar için bir filtreleme opsiyonu da mevcuttur ki, ortalama rüzgar hızı için 0,3 m/s minimum ve 75 m/s maksimum, rüzgar yönü için 0-360 derece aralığı, türbülans yoğunluğu için 0-1 ve ortalama rüzgar hızının standart sapması için 0-3 aralıkları ile filtreleme işlemi yapılmıştır. Bu değer aralıklarında sonuçlar elde edilecek olup bu değerlerin altında ve üzerinde değerler için filtreleme işlemi yapılacak, bu değerler hesaplamaların dışında kalacaktır.

Şekil 4.5: Çıktı olarak alınacak bilgi için en düşük ve en yüksek limitlerin belirlendiği ekran

Column	Required signal	Based on	Signal name	Low limit	High limit
1	Mean wind speed	CH1Avg_Mean (51,0m)	Mean wind speed	0,3	75
2	Wind direction	CH7Avg_Mean (50,0m)	Wind direction	0	360
3	Turbulence intensity	CH1Avg_Mean (51,0m);CH1SD_StdDev (51,0m)	Turbulence intensity	0	1
4	Std dev wind speed	CH1SD_StdDev (51,0m)	Std dev wind speed	0	3

Kaynak: WindPro

Filtreleme işleminden sonra bu değerler için sonuçlar elde edilir ve Şekil 4.6’da genel olarak tüm sonuçlar birarada verilmektedir.

Şekil 4.6: Ana istatistik ekranı

Main statistics Monthly means Availability											
Drag a column header here to group by that column											
	Signal	Unit	Count	Of period	Mean	Std dev	Min	Max	Weibull mean	Weibull A par	Weibull k par
51,0m -	Mean wind speed, all	m/s	108127	96,8 %	8,17		0,40	28,20	8,28	9,35	2,1805
51,0m -	Wind direction, all	Degrees	108127	96,8 %	62,4		0,0	356,0			
51,0m -	Turbulence intensity, all		108115	96,8 %	0,1124	0,0813	0,0000	1,0000			
51,0m -	Turbulence intensity, enabled		91293	81,8 %	0,0967	0,0390	0,0161	0,7750			
51,0m -	Std dev wind speed, all	m/s	108084	96,8 %	0,8018	0,4313	0,0000	2,9000			
50,0m -	Mean wind speed, all	m/s	108127	96,8 %	8,09		0,40	27,80	8,20	9,25	2,1590
50,0m -	Wind direction, all	Degrees	108127	96,8 %	62,4		0,0	356,0			
50,0m -	Turbulence intensity, all		108120	96,8 %	0,1112	0,0820	0,0000	1,0000			
50,0m -	Turbulence intensity, enabled		90773	81,3 %	0,0948	0,0392	0,0165	0,5952			
50,0m -	Std dev wind speed, all	m/s	108090	96,8 %	0,7776	0,4210	0,0000	2,9000			
30,0m -	Mean wind speed, all	m/s	108127	96,8 %	7,19		0,40	27,70	7,29	8,23	2,0581
30,0m -	Wind direction, all	Degrees	108127	96,8 %	56,3		0,0	356,0			
30,0m -	Turbulence intensity, all		108117	96,8 %	0,1373	0,0870	0,0000	1,0000			
30,0m -	Turbulence intensity, enabled		85272	76,4 %	0,1189	0,0388	0,0175	0,6250			
30,0m -	Std dev wind speed, all	m/s	108088	96,8 %	0,8733	0,4574	0,0000	2,9000			
10,0m -	Mean wind speed, all	m/s	108127	96,8 %	7,64		0,40	26,60	7,77	8,77	2,1280
10,0m -	Wind direction, all	Degrees	108127	96,8 %	56,3		0,0	356,0			
10,0m -	Turbulence intensity, all		108124	96,8 %	0,1247	0,0795	0,0000	1,0000			
10,0m -	Turbulence intensity, enabled		88069	78,9 %	0,1087	0,0398	0,0179	0,6098			
10,0m -	Std dev wind speed, all	m/s	108089	96,8 %	0,8434	0,4518	0,0000	2,9000			

Kaynak: WindPro

51m, 50m, 30m ve 10m yükseklikler için ortalama rüzgar hızları “*mean*” kolonunda belirtilmektedir. Kriterlere göre ölçümlerin temsili olabilmesi için seçilen türbin göbek yüksekliğinin 2/3 ü yükseklikte seçilmesi gerekmektedir. (MEASNET Procedure: Evaluation of Site Specific Wind Conditions, Version 1, Kasım 2009). SARES santralinde tercih edilen göbek yüksekliği 85m dir. 2/3 e tekabül eden yükseklik 56m olacaktır. Ölçüm direğinde dikkate alınan anemometre mümkün olduğunca göbek yüksekliğine en yakın olan olmalıdır. Dolayısı ile 51m yüksekliğindeki anemometre hesaplamalarda kullanılmıştır.

Şekil 4.7’de 51m deki anemometre için toplamda 108.127 adet data olduğu, toplam sürecin yüzde 96,8 kadar veri kaydı yapıldığı, ortalama rüzgar hızının 8,17 m/s olduğu, ölçülen en düşük rüzgar hızının 0,4 m/s olduğu ve maksimum rüzgar hızının 28,20 m/s olduğu bilgilerini görmekteyiz.

Şekil 4.7: 51m yükseklikteki veri seti için ana istatistik ekranı

Main statistics Monthly means Availability											
Drag a column header here to group by that column											
	Signal	Unit	Count	Of period	Mean	Std dev	Min	Max	Weibull mean	Weibull A par	Weibull k par
51,0m -	Mean wind speed, all	m/s	108127	96,8 %	8,17		0,40	28,20	8,28	9,35	2,1805
51,0m -	Wind direction, all	Degrees	108127	96,8 %	62,4		0,0	356,0			
51,0m -	Turbulence intensity, all		108115	96,8 %	0,1124	0,0813	0,0000	1,0000			
51,0m -	Turbulence intensity, enabled		91293	81,8 %	0,0967	0,0390	0,0161	0,7750			
51,0m -	Std dev wind speed, all	m/s	108084	96,8 %	0,8018	0,4313	0,0000	2,9000			

Kaynak: WindPro

Şekil 4.7’nin son üç kolonunda belirtilen “*Weibull mean, Weibull A ve Weibull k*” parametreleri Bölüm 4.5’te ayrıntılı olarak açıklanmıştır.

4.5 WEIBULL DAĞILIMI

Weibull mean, A ve k parametreleri, yapılan meteorolojik ölçümlerden uzun vadeli rüzgar verileri elde etmek için ve buna ek olarak farklı saha ve farklı yüksekliklerdeki rüzgar özelliklerini belirlemek için değerlendirmeye alınır. Değerlendirmelerde çeşitli rüzgar hızı olasılık dağılımları ve matematiksel modellemede kullanılan fonksiyonlar kullanılır ve bu bahsi geçen fonksiyonlardan en fazla kullanılanları Weibull Dağılımı ve Rayleigh fonksiyonudur.

Weibull Dağılımı, 1951 tarihinde Waloddi Weibull tarafından makinelerin kullanım ömürlerini tahmin etmek amacıyla ortaya konmuş bir dağılımdır ve adını da ondan almıştır (İstanbul Ticaret Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi Yıl:8 Sayı:15 Bahar 2009). Günümüzde Weibull Dağılımı ortalama rüzgar hızı, ortalama rüzgar gücü yoğunluğu ve dolayısıyla rüzgar enerjisi tahmini için kullanılmaktadır.

Weibull Dağılımı iki parametrelidir, bunun yanında Rayleigh Dağılımı tek parametrelidir. Weibull Dağılımının parametreleri, boyutsuz şekil (k) ve rüzgar hızı ile aynı birime sahip ölçektir (c). Rayleigh Dağılımı fonksiyonu ile Weibull Dağılımı karşılaştırıldığında Weibull Dağılımı daha esnek bir profil sergilerken, Rayleigh Dağılımının parametrelerinin hesaplanması daha kolaydır.

Weibull Dağılımının olasılık yoğunluk fonksiyonunun genel ifadesi aşağıdaki gibidir;

$$f_w(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (4.1)$$

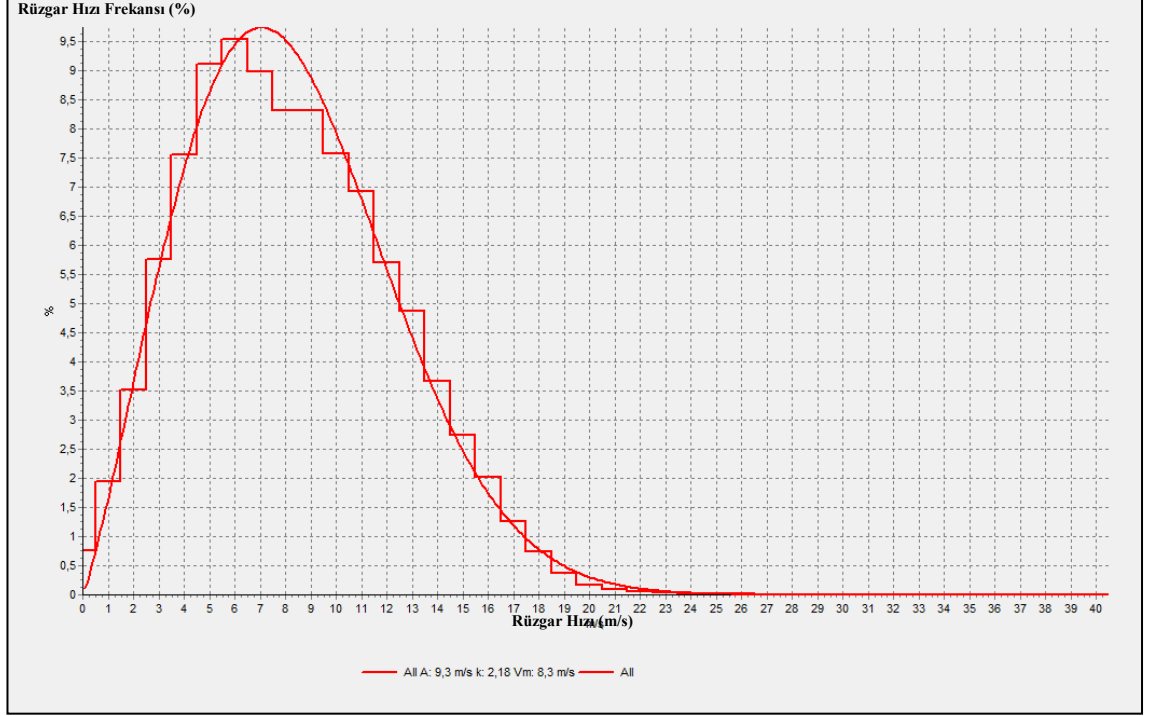
Weibull dağılımının ölçek parametresi olan c , aynı zamanda rüzgar verilerinde referans bir değere sahiptir (Akpınar and Akpınar, 2004). k şekil parametresi, genellikle 1.5 ile 3 değerleri arasında olması beklenir (Hocaoğlu, 2007).

Weibull kümülatif dağılım fonksiyonu şöyledir:

$$F_w(v) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (4.2)$$

51m veri seti için Weibull dağılım grafiği Şekil 4.8’de verilmiştir.

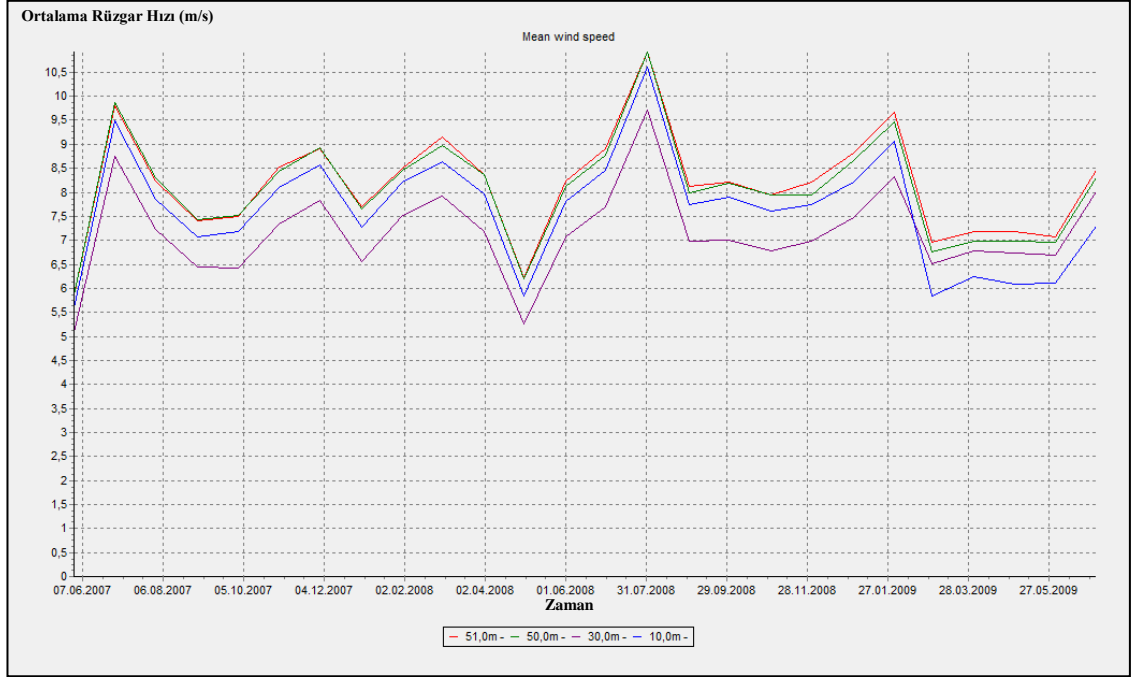
Şekil 4.8: 51m yüksekliğindeki anemometre veri setinin Weibull dağılımı



Kaynak: WindPro

51m için ortalama rüzgar hızı öncelikli olarak diğer yüksekliklerdeki ortalama rüzgar hızları ile karşılaştırılmalıdır. Şekil 4.9’da her yükseklik için ortalama rüzgar hızları grafiksel olarak verilmiştir.

Şekil 4.9: Tüm anemometreler için ortalama rüzgar hızı grafiği



Kaynak: WindPro

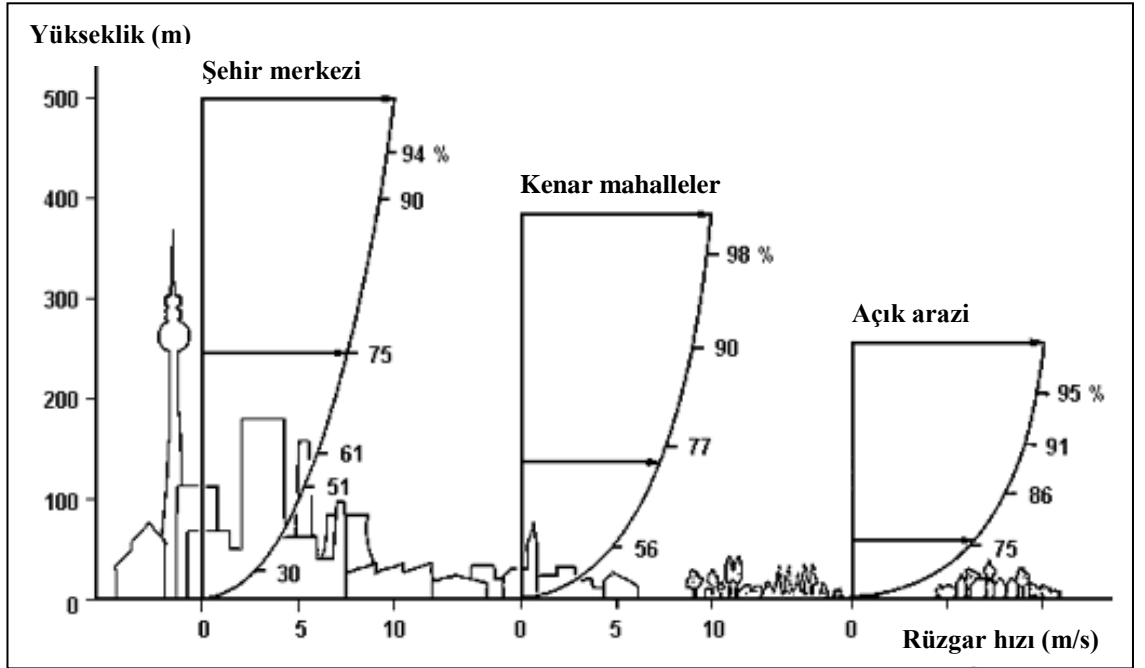
Yükseklik arttıkça ortalama rüzgar hızının artışı beklendiğinden Şekil 4.9'daki veri setleri birbiri ile uyumlu bir akış sergilemektedir. Bu durum atmosferik sınır tabaka koşullarına uymaktadır.

4.6 ATMOSFERİK SINIR TABAKA

Zemine yakın gerçekleşen hava değişim süreçlerinin, bir bölgenin iklimi ve hava hijyen koşulları için çok büyük bir önemi vardır. Hava hızı, hava değişimi için bir ölçü olarak kullanılır. Rüzgar akımının hızını betimler: aynı zamanda atmosferin hava kütlelerini çektiğini veya ittiğini de gösterir. Açık alanlardakilerden farklı olarak, yerleşim alanları dâhilindeki rüzgar hızı için zemine yakın yerlerde ortalama yüzde 20-30'luk bir azalma beklenebilir. Biyoiklimsel ve hava hijyenine ilişkin kirlilik düzeyinde aynı anda gerçekleşen bir artış çoğu kez, bir yandan kirlenmemiş hava kütlelerinin gelişini, diğer yandan bu kirli havanın tahliyesini, incelmelerini/seyrekleşmesini ve türbülansı engeller. Ancak rüzgar hızı; tekil bina yapılarının yakın çevresinde ve cadde alanında, fırtınanın ve rüzgar kanal oluşumunun sebep olduğu son derece hızlı bir artışa ulaşır ve bu durum beraberinde insanlar için hoş olmayan etkilere yol açar (rüzgar yükü, toz fırtınası, göz iritasyonu gibi).

Rüzgar; yönünün ve hızının bir vektörü açısından tanımlanır. Sürekli gerçekleşen rüzgar ölçümleri; uluslararası anlaşmalara uygun olarak zeminden 10 m yükseklikte sabit ve en az etkiye maruz kalan istasyonlarda gerçekleştirilir (Dünya Meteoroloji Teşkilatı 1983). Rüzgar hızının dikey profilindeki belirleyici etken, ilgili topolojinin engebелiliğidir (Şekil 4.10).

Şekil 4.10: Atmosferik sınır tabaka için şehir merkezi, şehir dışı ve açık arazi profili



Kaynak: <http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/umweltatlas/> [erişim tarihi: 06.12.2013]

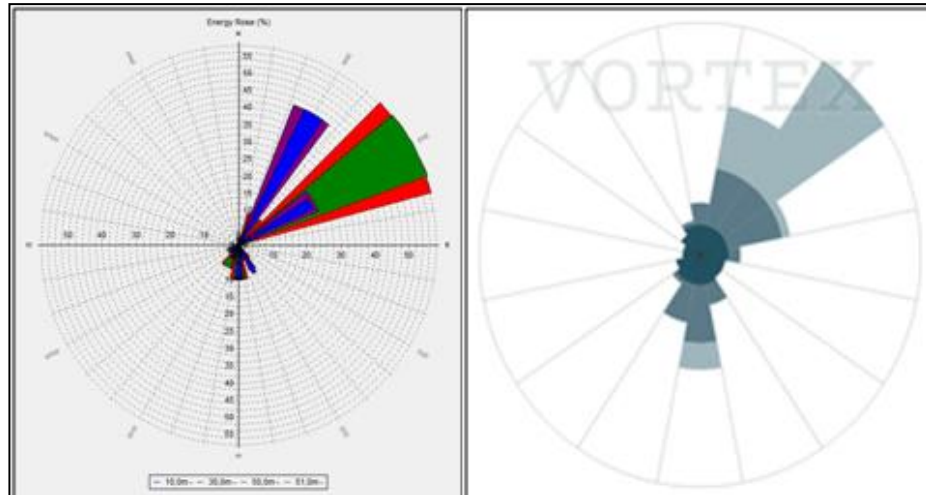
Şekil 4.10 topolojideki engebe çeşitliliğinden etkilenen rüzgar hızındaki düşüşü simgelemektedir (Baumbach 1991'e göre).

Şehirdeki güçlü ısınmanın bir sonucu olarak yükselen hava kütleleri, çevredeki kırsal bölgelerden daha serin hava akımlarının sonradan gelmesine yol açar. Yalın rüzgâr etkileri şehir içinde sadece, şayet şehrin merkezinden dışarı giden hava kanalları mevcutsa ya da en azından kentsel çepere neden olan geçirgen bina yapıları varsa işe yarar. Büyük kümekentler /çarpık kentleşmeler için yalın rüzgar etkisi; şehir çepereğinde soğuk hava üreten bölgeler üzerinde ve de şehir içlerindeki yeşil alanlarda rol oynar. Bu tür yalın rüzgarları kanıtlamak çok büyük çabalar gerekmektedir ve dolayısıyla da bunların simülasyonu bugüne kadar sadece Berlin için bir modelde gerçekleştirilmiş (Wagner 1993 ve Harita 04.07, SenStadtUm 1993).

4.7 RÜZGAR YÖNÜ DEĞERLENDİRME

Ölçüm direğinden alınan rüzgar yön verileri grafiksel olarak Şekil 4.11’de “wind rose” olarak ifade edilen, Türkçe’leştirildiğinde rüzgar gülü olarak bilinen grafik ile de ifade edilebilir. Şekil 4.11’de altta görülen rüzgar gülü ölçüm direğinin bulunduğu koordinatlar için Vortex verisinden alınan rüzgar yön verilerini göstermektedir. Vortex rüzgar endüstrisi için profesyonelce çalışan kişiler tarafından hazırlanmış, on-line atmosferik modelleme hizmeti veren bir firmadır.⁵

Şekil 4.11: SARES ölçüm direği lokasyonunda SARES ve Vortex rüzgar gülleri



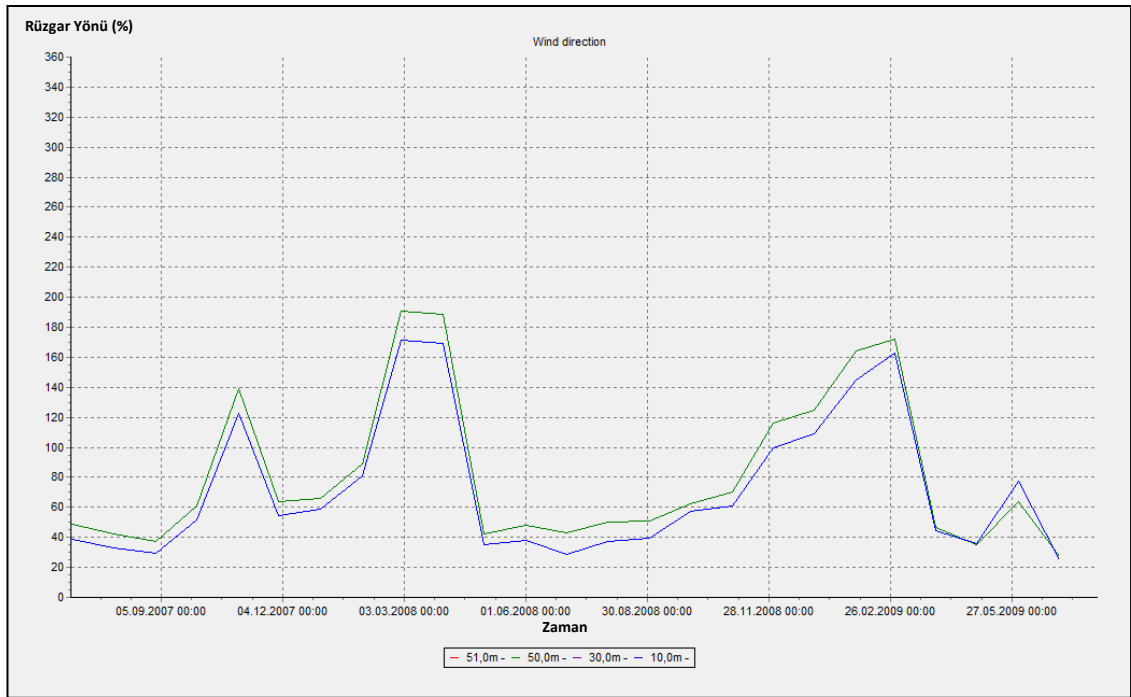
Kaynak: WindPro & www.vortex.es

⁵ <http://www.vortex.es/> [erişim tarihi: 07.09.2013]

Şekilleri karşılaştırdığımızda beklenen rüzgar yönü ve ölçülen rüzgar yönleri birbirlerini doğrulamaktadır. Bu karşılaştırma ile ölçüm direğinin bulunduğu nokta için hakim rüzgar yönünü sağlamış olmaktadır.

Şekil 4.12 ölçüm direğinde bulunan her iki rüzgar yön ölçeri için ölçüm süreci boyunca derece bazında değerleri grafiksel olarak simgelemektedir. Her iki eğrinin de birbirine olan uyumluluğu her iki rüzgar yön ölçen cihazın aynı verileri kaydettiğini göstermektedir. Eğrilerin birbirinden farklılığı iki ekipmandan birinde arıza olduğunu işaret eder ve bu durumda üçüncü bir kaynağa ihtiyaç doğmaktadır. SARES projesi için bu kontrole ihtiyaç duyulmamıştır.

Şekil 4.12: SARES ölçüm direği her iki yön verisinin grafiği

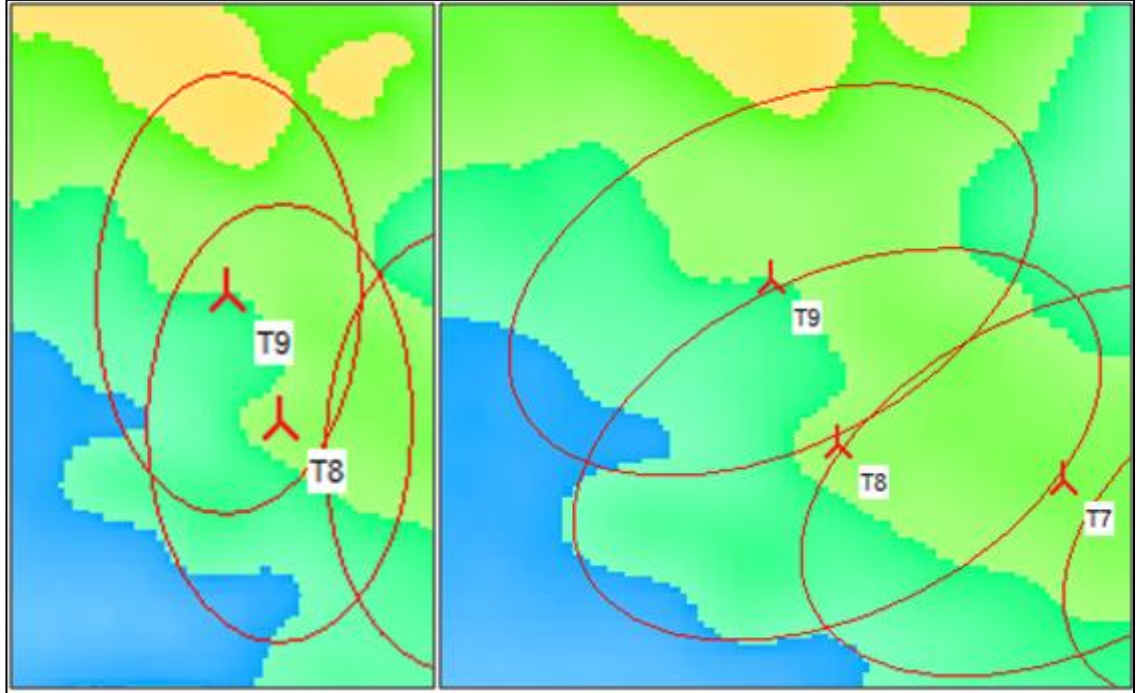


Kaynak: WindPro

4.8 TÜRİN KONUŞLANDIRMADA HAKİM RÜZGAR YÖNÜNÜN ROLÜ

Türbinlerin lokasyonları için optimizasyon yapılırken dikkat edilmesi gereken hususlardan biri hesaplamada kullanılacak olan yükseklikteki rüzgar verisi için rüzgar yönünün ortalama olarak kaç derece olduğudur. Hesaplamalarda kullanılacak olan yükseklik 51m ve “Mean” sekmesinde ortalama gözükten yön 62.4 derecedir. Şekil 4.6’da 51m için “Wind direction, all” satırında ortalama olarak bu değer okunabilir, ki bu ifade tam olarak 51m deki tüm rüzgar yönüne tekabül etmektedir. Türbinler bu açı ile yerleştirilmelidir. Açılı yerleştirmenin önemi, türbinlerin birbirlerine olan mesafelerini belirlemek konusunda ortaya çıkmaktadır. IEC 61400-12 ne göre türbinler arası minimum mesafe, türbin merkezli bir elipsin kısa eksenini 3 rotor yarıçapı uzun eksenini 5 rotor yarıçapı olarak almaktır. Şekil 4.13 bu yerleşim farklılığını ifade etmektedir.

Şekil 4.13: Hakim rüzgar yönü dikkate alınarak ve alınmayarak yapılan iki türbin yerleşimi

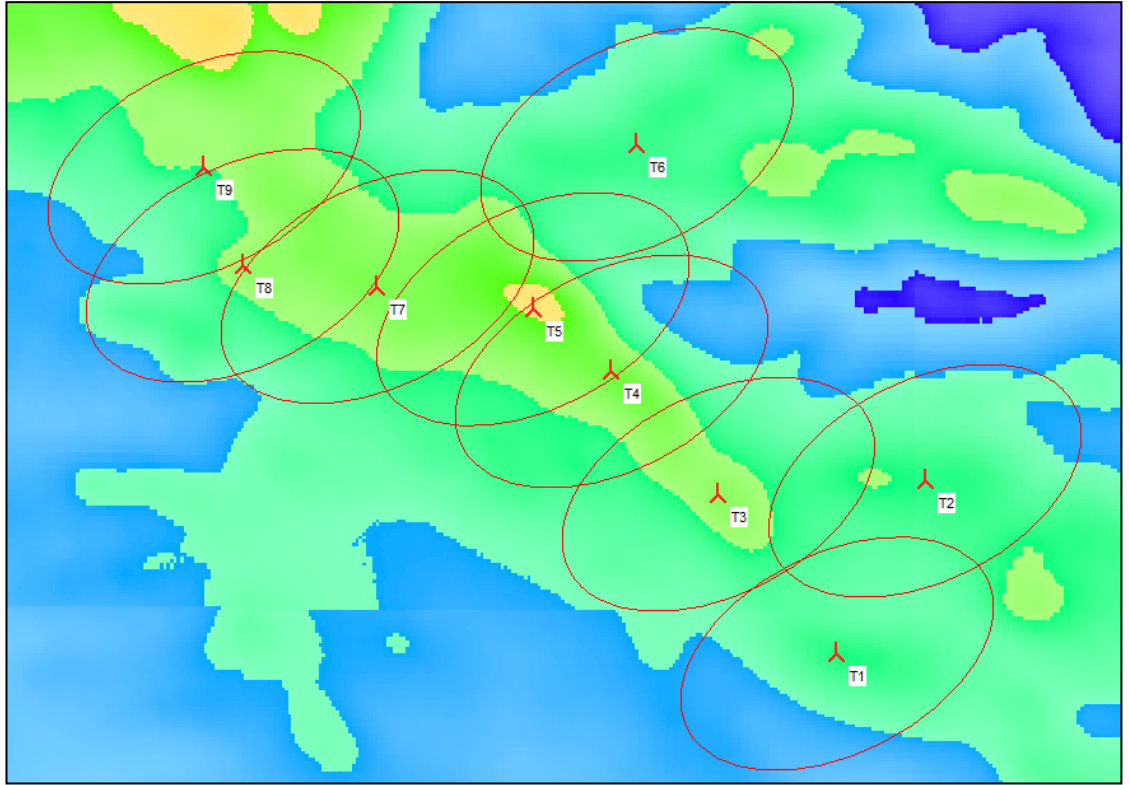


Kaynak: WindPro

Şekilden yola çıkarak vurgulanması gereken önemli bir nokta türbinlerin yerleştirilirken etraflarındaki her bir elips içersine türbin girmeyecek şekilde mesafelendirilmesidir. Elipslerin birbirlerini kesmelerinde sakınca yoktur fakat elipsler birbirinin içersine türbin aldıklarında türbinlerin birbirlerini etkilemeleri kaçınılmazdır.

Şekil 4.14'te görüldüğü gibi SARES projesi için türbin yerleşimi incelendiğinde türbinler mümkün olduğunca bu açıyı da dikkate alarak birbirlerini en az şekilde etkilemek üzere yerleştirilmiştir. T5 ve T4 türbinleri bu standardın dışına çıkmaktadır ki hesaplama sonuçlarına bakıldığında bu türbinlerin birbirlerini çok etkilemedikleri görülmektedir. Seçilen türbin markası ve tipi için, türbin imalatçıları da belirli testler gerçekleştirmektedirler. Türbinler sanal ortamda belirtilen lokasyonlara yerleştirilip birbirlerine olan etkileri, türbülans testleri ve çeşitli yük testlerinden geçmektedirler. Bu testlerde kritik değerler oluşturan türbinler için lokasyonu iyileştirme işlemi uygulanmalıdır. SARES projesi için de bu testler gerçekleştirilmiş olup, türbin imalatçısı T4 ve T5 türbinlerinin yerleşiminde bir sakınca görmemiştir.

Şekil 4.14: SARES yerleşim planı ve simgesel mesafe kriterleri



Kaynak: WindPro

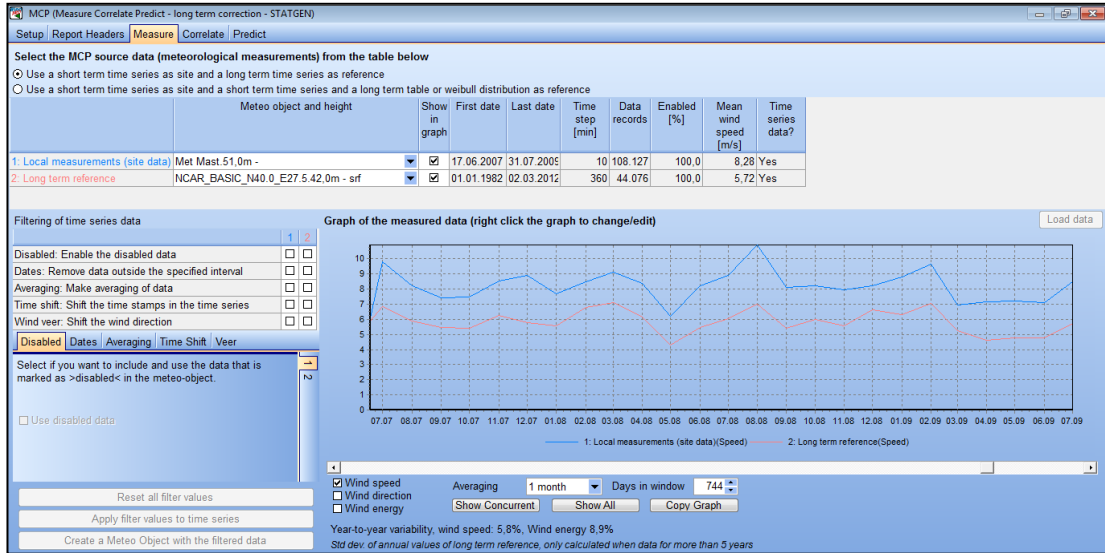
4.9 UZUN DÖNEM ORTALAMA RÜZGAR HIZI TAHMİNİ

Kısa dönem verisi uzun dönem verisi ile *MCP* (*Measure, Correlate, Predict*) (Türkçeleştirildiğinde “Gözle, İlişkilendir, Tahmin Et”) yöntemi uygulanarak kısa dönem rüzgar hızı uzun dönem rüzgar hızına dönüştürülmüştür.⁶ Yaygın olarak kullanılan ifade *MCP* olduğundan çalışmanın ilerleyen bölümlerinde G.İ.T kullanmak yerine *MCP* ifadesine yer verilecektir.

MCP modülü, proje sahasında yapılan rüzgar gözlemlerinin uzun süreli bir kaynak veriye göre uzun dönem ilişkilendirilmesinde kullanılır. Modül, en yaygın olarak kullanılan dört yöntemi de içermektedir: *Lineer Regresyon, Matris, Weibull ölçekleme ve Rüzgar Endeksi*. Bu modül kapsamında 1979’dan bugüne 2.5 derecelik enlem/boylam kesişmelerine ait *NCEP/NCAR* rüzgar verileri doğrudan bir METEO nesnesi içerisine indirilmiş ve uzun dönem referans veri olarak kullanılmıştır. METEO nesnesi WindPro programında verilerin yüklenip incelendiği nesnedir.

Kısa dönem verisi ve uzun dönem verisi *MCP* modülüne aktarılmış olup Şekil 4.15’deki ekran görüntüsünde bu verilerin birbirleri ile uyumu gözlenmektedir.

Şekil 4.15: “MCP” modülü “Measure” – Gözlem ekranı



Kaynak: WindPro

⁶ <http://www.emd.dk/files/windpro/WindPRO%20Modules%20TURKISH.pdf>, [Erişim tarihi: 01.12.2013]

4.9.1 Correlate - İlişkilendir

“Correlate” yani “İlişkilendir” ekranında kısa dönem ve uzun dönem verileri arasındaki bağıntı incelenir. Şekil 4.16’daki ekran görüntüsü iki verinin bağıntısını göstermektedir.

Şekil 4.16: “MCP” modülü “Correlation” – İlişkilendirme rüzgar hızı ekranı



Şekil 4.17: “MCP” modülü “Correlation” – İlişkilendirme rüzgar enerjisi ekranı



Kaynak: WindPro

4.9.2 Predict– Tahmin Et

İlişkilendirme uygulamasından sonraki aşama Tahmin Et aşamasıdır. Bu aşamada kısa dönem ve uzun dönem verileri arasındaki ilişki doğrultusunda uzun dönem veri tahmini yapılır. Bu çalışmada yapılan tahmin Regresyon modellemesi ile gerçekleştirilmiştir.

Regresyon modellemesi sadece bir bağımsız (x) ve bir de bağımlı değişken (y) var olduğu takdirde aşağıdaki denkleme dayanır:

$$Y = f(x) + e$$

4.3

Bu durumda,

“Y” bağımlı değişkendir

“x” bağımsız geğişkendir

“f(x)” regresyon modelidir

“e” rastgele hatadır

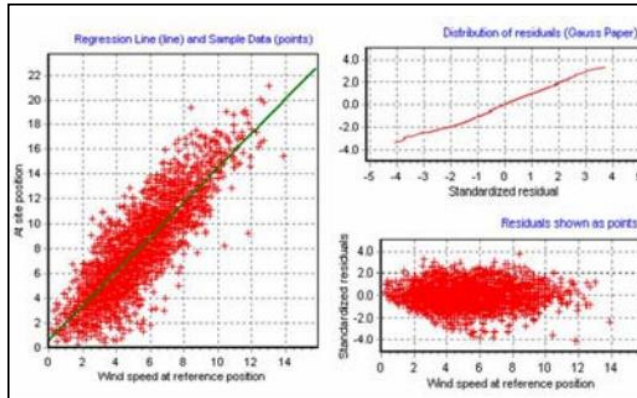
Regresyon modeli herhangi bir geğişkenden veya polinomlarından oluşabilir. Regresyon MCP analizi durumunda, bağımsız geğişken referans yani uzun dönem verisi olarak, ölçülen veri de rüzgar hızı olarak alınabilir. Sonraki aşamada ise bağımlı geğişken olan (Y), türbin konumundaki rüzgar hızı olarak belirlenebilir.

Şekil 4.18: WindPro’da kullanılan regresyon modelleri

Model description	Model eq., f(x)
No model	$Y = x$
Constant	$Y = \beta_0$
Linear - 1 st order polynomial	$Y = \beta_1 x + \beta_0$
Linear regression, though (0,0)	$Y = \beta_1 x$
2 nd order polynomial	$Y = \beta_2 x^2 + \beta_1 x + \beta_0$
2 nd order polynom. through (0,0)	$Y = \beta_2 x^2 + \beta_1 x$

Kaynak: WindPro

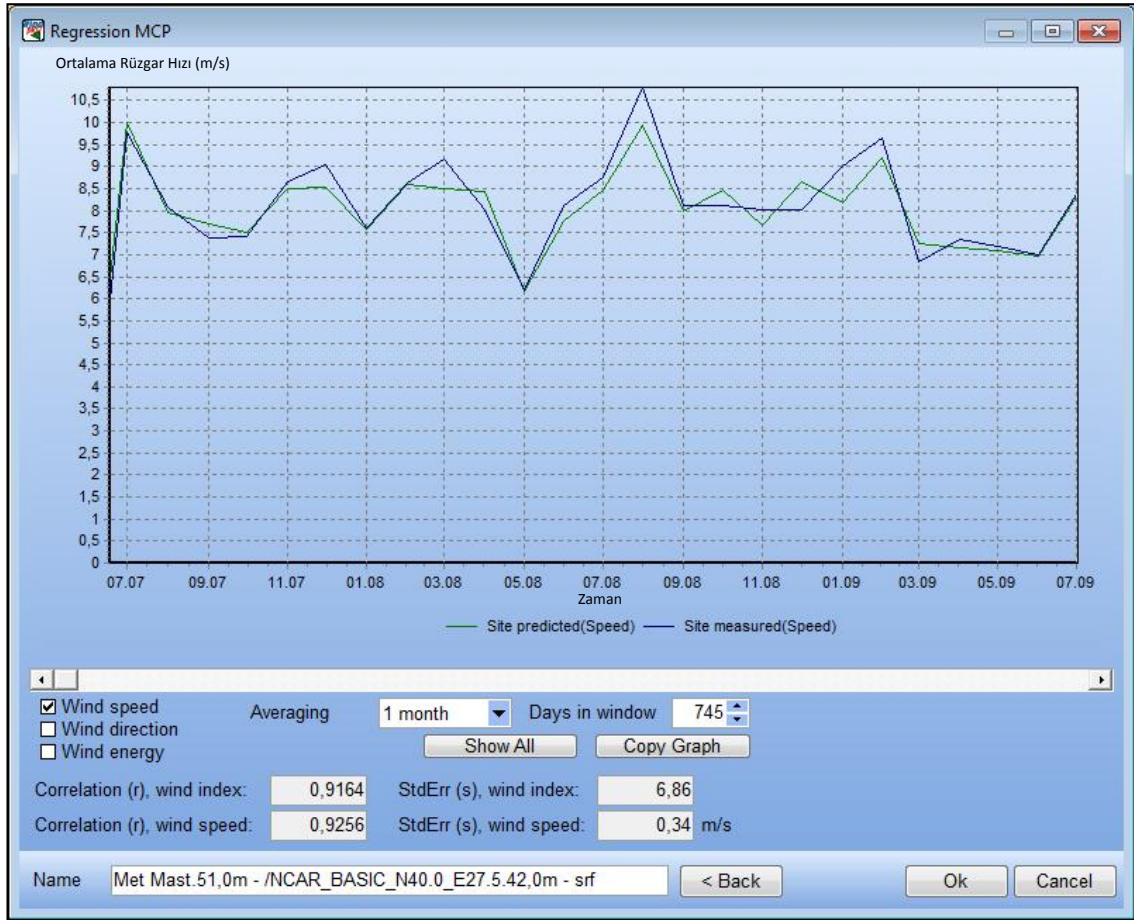
Şekil 4.19: “MCP” modülü “Predict” – Tahmin hesaplamalarında rezidüel dağılım grafikleri



Kaynak: WindPro

“Predict” yani “Tahmin” kısmında sonuç olarak elde edilen Şekil 4.20’deki ekran görüntüsü “Correlation r wind index, correlation r wind speed” rüzgar hızları arasındaki tutarlılığı yüzdesel olarak. “StdErr (s) wind index” bu iki veri arasındaki sapmayı ifade etmektedir.

Şekil 4.20: “MCP” modülü “Predict” – Tahmin hesaplamalarında rüzgar hızı

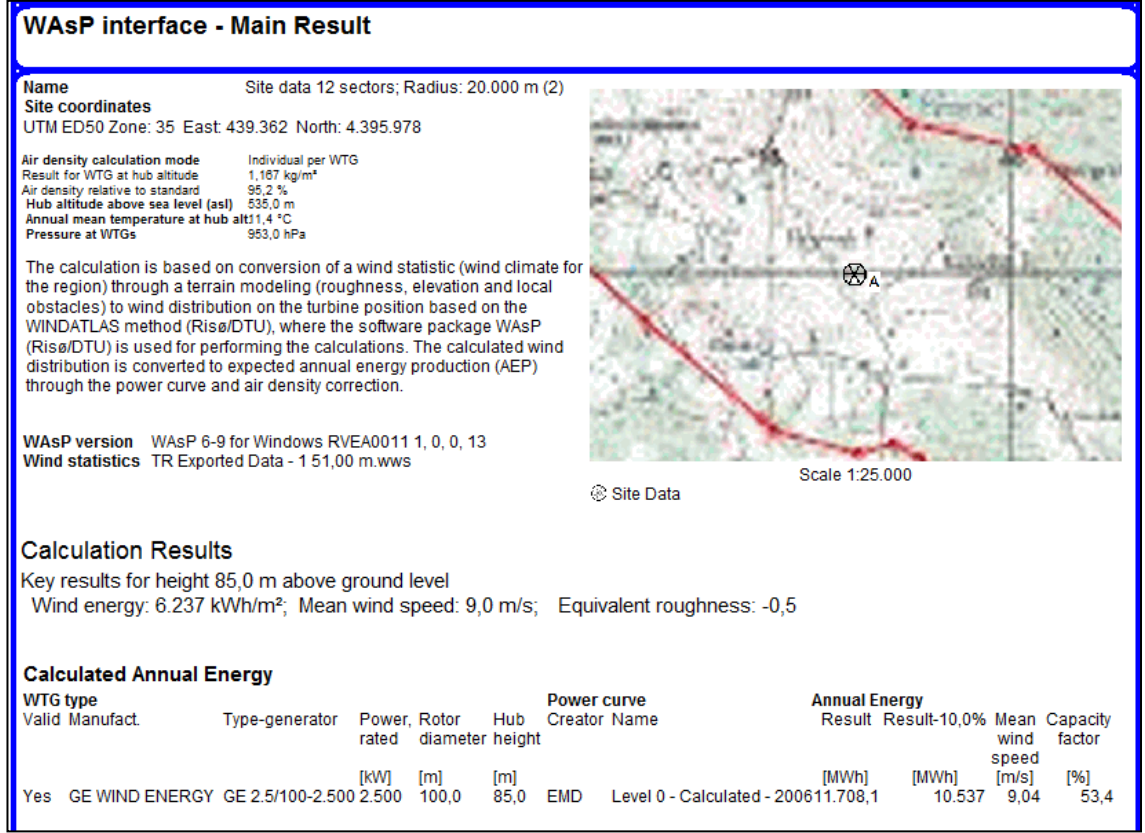


Kaynak: WindPro

4.10 WAsP HESAPLAMASI

“MCP” işlemi sonrasında elde edilen uzun dönem rüzgar hızı ile yapılan WAsP hesaplaması sonuçları Şekil 4.21’de verilmiştir. Şekilde yerden 85m yükseklikte elde edilen rüzgar enerjisi, ortalama rüzgar hızı ve o noktaya etkileyen pürüzlülük ifadesi bilgileri mevcuttur.

Şekil 4.21: WAsP hesaplaması sonucu



Kaynak: WindPro

4.11 PARK HESAPLAMASI

WindPro yazılımının PARK modülü kullanılarak rüzgar çiftliğinin üretim tahmini gerçekleştirilmiştir.

PARK modülü bir veya daha fazla RES'in yıllık üretiminin hesaplanmasında kullanılan esnek bir araçtır. Rüzgar türbinleri "eski" (halihazırda mevcut) veya "yeni" olarak girilebilir, tümü dikkate alınarak hesaplanır ve ayrı ayrı raporlanır. Gerektiğinde, eski türbinlerde yenilerin eklenmesiyle oluşabilecek kayıplar da özdeyimli olarak hesaplanabilir.

PARK modülü, rüzgar verisinin zamanla değişimine dayalı süreç eğrilerini gösteren raporlar sunar. Hesaplanan üretimler, rüzgar ölçümlerinin her rüzgar türbini konumuna taşınmasını ve her bir zaman adımı için iz bölgesi kaybı hesaplamalarını içermekte, gerçek ve hesaplanan üretim değerlerinin analizine yeni bir boyut getirmektedir.

Şekil 4.22’de brüt üretim değeri, net üretim değeri, santral verimliliği, kapasite faktörü, türbinlerin ortalama üretim değerleri, tam kapasite çalışılacağı tahmin edilen saat değeri ve türbin göbek yüksekliğindeki ortalama rüzgar hızı bilgileri mevcuttur.

Şekil 4.22: PARK hesaplaması sonucu

Calculated Annual Energy for Wind Farm								
WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-7,0% [MWh]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results ^{a)}			Mean wind speed @hub height [m/s]
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	95.620,5	88.927,1	98.677,4	96,9	45,1	9.880,8	3.952	8,4

^{a)} Based on Result-7,0%

Kaynak: WindPro

Şekil 4.23’de her türbin için, türbin tipi, türbin gücü, rotor çapı, göbek yükseklikleri gibi kullanıcı tarafından seçilen parametlerin yanı sıra, türbinlerin yıllık ortalama üretim değerleri, her türbinin yüzde bazında verimlilikleri ve buldukları lokasyonda göbek yüksekliklerindeki ortalama rüzgar hızı bilgileri mevcuttur.

Şekil 4.23: Türbin bazında yıllık üretim değerleri, verimlilikler ve ortalama rüzgar hızları

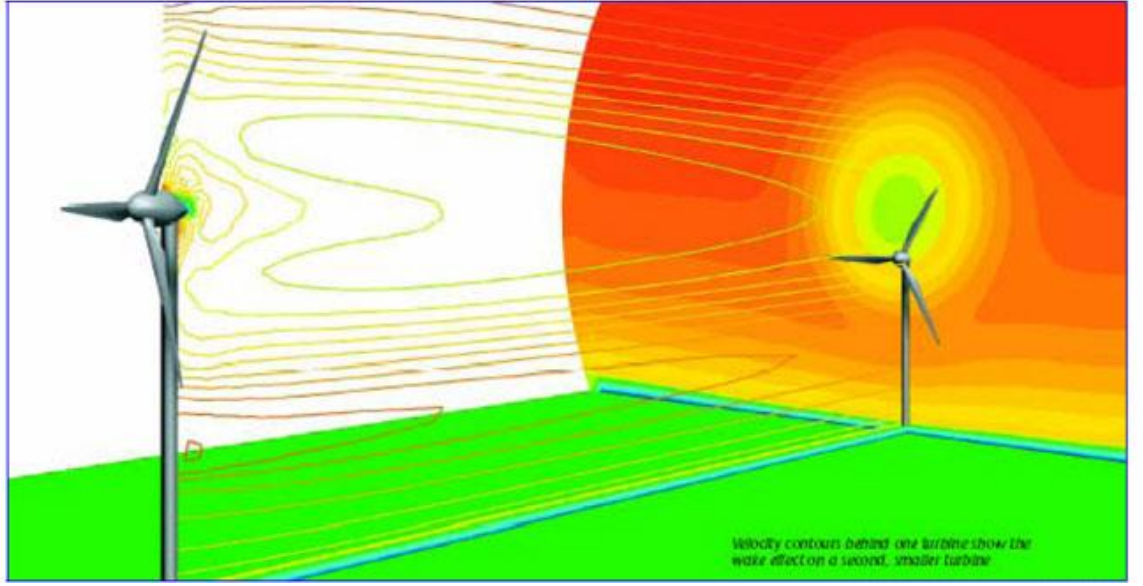
Calculated Annual Energy for each of 9 new WTGs with total 22,5 MW rated power											
Links	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Annual Energy		Park		Mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.					Result	Result-7,0%	Efficiency		
1 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-100-2.500	2.500	100,0	85,0	10.076,5	9.371	95,77	8,19	
2 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-100-2.500	2.500	100,0	85,0	10.395,3	9.668	99,04	8,18	
3 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-100-2.500	2.500	100,0	85,0	10.804,4	10.048	97,53	8,50	
4 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-100-2.500	2.500	100,0	85,0	11.195,8	10.412	97,14	8,76	
5 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-100-2.500	2.500	100,0	85,0	11.429,2	10.629	95,07	9,03	
6 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-100-2.500	2.500	100,0	85,0	10.002,6	9.302	97,34	8,08	
7 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-100-2.500	2.500	100,0	85,0	10.982,8	10.214	96,90	8,65	
8 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-100-2.500	2.500	100,0	85,0	10.554,1	9.815	96,77	8,41	
9 A	Yes	GE WIND ENERGY	GE 2.5-100-2.500	2.500	100,0	85,0	10.179,9	9.467	96,78	8,23	

Kaynak: WindPro

4.12 BRÜT ÜRETİMDEN NET ÜRETİME GEÇİŞ

Brüt üretim değerinden net üretim değerine geçerken hesaba katılan kayıp türbinlerin birbirine olan etkisidir. Buna yabancı kaynaklar “*Wake Effect*” adını vermektedirler. Türkçeleştirildiğinde “Gölge Etkisi” yahut “Kuyrukyeli” adı verilen bu kayıp türbinlerin düşük üretim gerçekleştirmesinde oldukça büyük etkiye sahiptir.

Şekil 4.24: Büyük bir türbinin küçük türbine gölgeleme etkisi



Kaynak: FLUENT NEWS, bahar 2002, <http://www.ae.hangglide.dk/html>, [erişim tarihi: 10.11.2013]

4.13 KAYIPLAR ve BELİRSİZLİKLER

Kayıp ve belirsizlikler dikkatle değerlendirilmesi gereken önemli parametrelerdir çünkü üretim tahminini doğrudan etkileyebilecek etkiye sahiptirler. Brüt üretimden net üretime geçerken kayıplar, net üretimin olasılıklı üretim hesaplamasını yaparken ise belirsizlikler baş rol oynamaktadır.

Tablo 4.4: Kayıp tablosu

Kayıplar	(%)
Şebeke kaybı	2,0
Türbin uygunluğu	3,0
Bakım	1,0
Şebeke verimliliği	0,4
Buzlanma / rotor kanadı bozunması	0,6
Toplam	7,0

Tablo 4.5: Belirsizlik tablosu

Belirsizlik koşulları	(%)
Ölçüm ekipmanları ve meteorolojik veri ile ilişkin belirsizlikler	
Veri kaybı ve hataları	2
Uzun dönem korelasyonu	7
Anemometre kalibrasyonu	3
Ölçüm direği etkileri	3
Meteorolojik verinin park hesaplamasına uyarlanması ile ilişkin belirsizlikler	
Hava akış modeli	5
Arazi etkisi	5
Park verimliliği modeli	4
Rüzgar türbini karakteristiğine ilişkin belirsizlikler	
Türbin güç eğrisi	5
Toplam belirsizlik:	%12,73

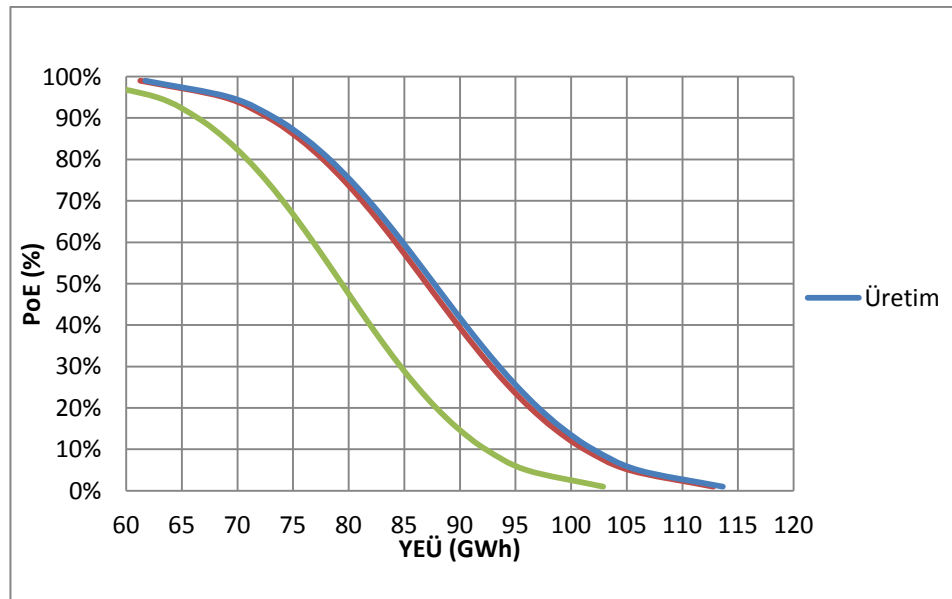
Bir rüzgar çiftliği projesinin planlama ve finansman aşamasında risk değerlendirmesinin yapılması ve rüzgar çiftliği finansmanına ilişkin tüm risklerin ölçülmesi gereklidir. Yıllık enerji üretimi (YEÜ) sınırları içinde enerji potansiyeli tahmininin sonucu P50 olarak adlandırılır. Enerji üretiminin yıllık dilimde daha yüksek veya daha düşük olma olasılığı yüzde ellidir. Bir risk değerlendirmesi rüzgar santralının belirli belirsizliklerini ve üretim aşım olasılıklarını içerir. P75 yıllık yüzde 75 enerji üretim tahminidir. Enerji üretiminin P90 başarıya ulaşmama olasılığı yüzde 10'dur. Bahsi geçen iki değerde bankalar ve yatırımcılar tarafından yaygın olarak kullanılmaktadır.

Bir rüzgar çiftliğinin finansal riskini düşürmek için operasyona, bakım anlaşmasına ve performans garantisine özen gösterilmeli ve dikkat edilmelidir. Genel yatırımcı bakış açısına göre P50 uygulama ölçümleri bakımından uygun olsa da P90 ve P75 düşük risklerinden dolayı tercih edilir. Tablo 4.6 ve Şekil 4.25 SARES projesi için çalışılmış olan *PoE* (“Probability of Exceedence”, Türkçe değimi ile “Aşılma Olasılığı”) verilerinin tablosu ve grafiğini temsil etmektedirler.

Tablo 4.6: PoE tablosu

GE 2.5 xl			
PoE (%)	%	YEÜ(GWh)	Tam Kapasite Çalışma (s)
P99	99%	62,60	2.722,2
P95	95%	70,31	3.057,7
P90	90%	74,42	3.236,5
P85	85%	77,20	3.357,2
P80	80%	79,40	3.453,0
P75	75%	81,29	3.535,3
P70	70%	82,99	3.609,2
P65	65%	84,57	3.677,7
P60	60%	86,06	3.742,6
P55	55%	87,50	3.805,5
P50	50%	88,93	3.867,3

Şekil 4.25: PoE Grafiği



5. SONUÇ ve TARTIŞMA

2012 yılı için SARES'in üretim değerleri aylık olarak Tablo 5.7'da verilmiştir. Gün bazında ve aylık toplamda üretim değerleri de ayrıca verilmiştir Bkz. EK 1: Tablo 1-12.

Tablo 5.7: 2012 yılı için santralin aylık üretim değerleri

		2012 Üretim (MWh)
YIL BAZINDA ÜRETİM	Ocak	7.139,37
	Şubat	6.416,85
	Mart	5.808,69
	Nisan	7.006,44
	Mayıs	3.927,21
	Haziran	8.135,03
	Temmuz	8.893,70
	Ağustos	7.940,43
	Eylül	7.120,04
	Ekim	5.408,45
	Kasım	8.464,44
	Aralık	7.139,37
Yıllık Toplam	83.499,02 (MWh)	

SARES projesi için yapılan tahmin ve çiftliğin 2012 yılı toplam üretim değerlerinin karşılaştırıldığı Tablo 5.8 da da görüldüğü gibi, tahmin üretim değerinden daha yüksektir.

Tablo 5.8: Tahmini üretim – 2012 yılı üretim karşılaştırması

Tahmini Üretim (MWh/yıl)	2012 Yılı Üretim (MWh/yıl)	Fark (MWh/yıl)	Fark (%)
88.927,1	83.499,02	5.428,08	6,103

Uzun dönem iklim uyumsuzluğundan kaynaklanan belirsizlikler için sahaya özgü tahminleri yapmak zordur. Tahminlerin yüzde 3-5 aralığında olması beklenen bir sonuçtur (Jain, 2011). Bu bilgi dikkate alındığında ölçüm verilerinden yola çıkarak yapılan tahmini üretim ile rüzgar santralının gerçek zamanlı verileri ile yapılan üretim

hesabı karşılaştırıldığında oluşan yüzde 6.1 lik fark beklenenden fazla sonuçlanmıştır. Bu durumda tahmini daha iyi gerçekleştirmek için tahmini iyileştirme çalışmaları yapılmalıdır.

Tahmini üretimi gerçek zamanlı üretim limitlerinin beklenen aralığına almak adına bir takım hesaplamalar yapmak gereklidir. Tahmin edilen üretim değerinin reel üretim değerine daha yakın olmasını sağlayacak çalışma WindPro yazılımından alınan net üretim değerini P50 değerine denk gelen değere dönüştürürken hesaba katılan kayıp değerlerinin tekrardan incelenmesi gerekmektedir. Tablo 4.4’de bu değerler mevcuttur. Bu durumda kayıplar üzerinde yapılan tahminin bir miktar daha ihtiyatlı yapılması gerekmektedir.

Beklenildiğinin aksine şebeke kaybı, türbin uygunluğu, bakım, şebeke verimliliği, buzlanma ve rotor kanadı bozunması beklenildiğinden daha fazla bir kayba sebep olmuştur. Santral için yapılan bakımlar ile alakalı herhangi bir çalışma mümkün olmamıştır. İşletmenin yıl boyunca yaptığı bakımların kayıtları tutulmaktadır. Bakım ve onarım ile alakalı bilgiler şirket içi gizli tutulmak istenen bilgilerdir. Dolayısı ile bu bilgiler temin edilememiştir ve bakım ile alakalı harcanan süreyi 2012 senesi için net olarak söylemek mümkün değildir. Tablo 5.7’de verilen 2012 yılı için santralin aylık üretim değerleri incelendiğinde, diğer aylara oranla Mayıs ve Ekim aylarında daha düşük bir üretim gerçekleşmiştir. Düşük üretimin sebebi düşük rüzgar hızından kaynaklanmış olabilir. Fakat özellikle Mayıs ayı için diğer aylardan yaklaşık olarak yüzde 50 daha düşük enerji üretilmiş olması bu ay için sadece ortalama rüzgar hızının daha düşük olmasından ziyade, santralin belli sebeplerden dolayı çalışmamış olma ihtimalini akla getirmektedir. Dolayısı ile bakım için yapılan tahmini yüzde 2 olarak değiştirmek daha uygun olacaktır.

Dikkate alınması gereken kayıplardan bir diğeri de şebeke kaybı ve türbinlerin şebeke kodlarına uygun seçilip seçilmemesidir. Türkiye’de rüzgâr santrallerinin 2005 yılından beri her yıl artan oranlarda sistemde yer almaya başladığı düşünüldüğünde, kaynak

güvenliği, güvenilirlik ve güç kalitesi açılarından sistemin güvenli çalıştırılabilmesi için şebeke kodlarına uyum sağlayacak türbinlerin seçilmiş olması önem kazanmaktadır.⁷

Tablo 4.4’de görüldüğü üzere şebeke kaybı nominal olarak yaklaşık yüzde 2 ve türbin uyumluluğu yüzde 3 olarak verilmektedir. Her iki değeri yüzde 0,5 arttırarak iyileştirilen kayıp değerleri tablosu Tablo 5.9’da verilmiştir.

Tablo 5.9: İyileştirilen kayıp değerleri tablosu

Kayıplar	(%)
Şebeke kaybı	2,5
Türbin uygunluğu	3,5
Bakım	2,0
Şebeke verimliliği	0,4
Buzlanma / rotor kanadı bozunması	0,6
Toplam	9,0

PoE hesabı yeni kayıp değerlerine göre tekrar yapılmış ve Tablo 5.10 ‘da verilen değerler elde edilmiştir.

Tablo 5.10: Yeni kayıp değerleri ile hesaplanan PoE tablosu

GE 2.5 xl			
PoE (%)	%	YEÜ(GWh)	Tam Kapasite Çalışma (s)
P99	99%	61,25	2.722,2
P95	95%	68,80	3.057,7
P90	90%	72,82	3.236,5
P85	85%	75,54	3.357,2
P80	80%	77,69	3.453,0
P75	75%	79,54	3.535,3
P70	70%	81,21	3.609,2
P65	65%	82,75	3.677,7
P60	60%	84,21	3.742,6
P55	55%	85,62	3.805,5
P50	50%	87,01	3.867,3

⁷ http://www.dektmk.org.tr/pdf/enerji_kongresi_11/89.pdf, [Erişim tarihi: 07.12.13]

Yeni P50 değeri ile yapılan karşılaştırmada tahmini üretim ile gerçek zamanlı üretim arasındaki fark yüzde 4,04 çıkmaktadır. Bu durum literatürde belirtilen değerler aralığındadır (Jain, 2011). Bu değerle ilgili elde edilen üretim sonuçları Tablo 5.11 de verilmektedir.

Tablo 5.11: İyileştirme sonrasında yapılan üretim tahmini ve gerçek üretim ile karşılaştırma sonrası oluşan fark

Tahmini Üretim (MWh/yıl)	2012 Yılı Üretim (MWh/yıl)	Fark (MWh/yıl)	Fark (%)
87.014,66	83.499,02	3.515,635	4,04

En iyi ve en kötü üretim tahmini için limitler incelendiğinde, yüzde 5 fazla ve yüzde 5 az üretim değerlerini limit kabul edip, bu değerlere karşılık gelecek kayıpları hesaplamak gerekmektedir. Gerçek zamanlı üretimin yüzde 5 fazla ve yüzde 5 az limitleri Tablo 5.12’de belirtildiği gibidir.

Tablo 5.12: Gerçek zamanlı 2012 yılı üretiminin yüzde 5 fazla ve yüzde 5 az üretim değerleri

2012 Yılı Üretim (MWh/yıl)	%5 fazla üretim (MWh/yıl)	%5 fazla az (MWh/yıl)
83.499,02	87.673,97	79.324,07

Yukarıdaki limit değerlerine ulaşmak için hesaba katılması gereken tahmini kayıp değerleri Tablo 5.13’de verilmiştir.

Tablo 5.13: Yüzde 5 fazla ve yüzde 5 az üretim tahminine karşılık gelen kayıp değerleri

%5 fazla üretim için kayıp (%)	%5 az üretim için kayıp (%)
8,31	17,0

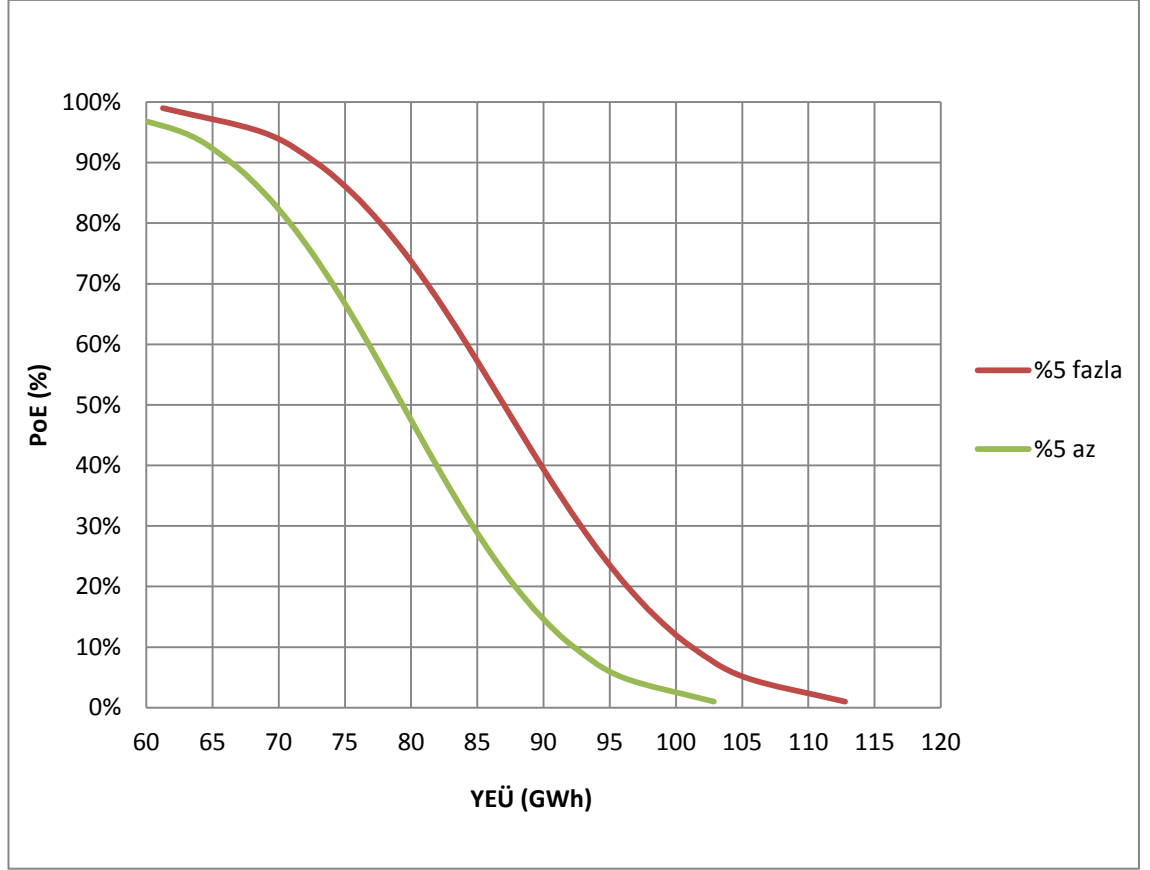
Üretimi yüzde 5 fazla tahmin etme ihtimali için hesaba katılması gereken yüzde 8,31 kayıp değeri ile, yüzde 5 az tahmin etme ihtimali için yüzde 17 kayıp değerlerini hesaba katarak oluşturulan *PoE* olasılık ihtimallerini içeren tablo Tablo 5.14’de verilmiştir.

Tablo 5.14: Yüzde 5 fazla ve yüzde 5 az üretim tahminlerine göre yapılan *PoE* değerleri

PoE		%5 fazla üretim olasılık değerleri		%5 az üretim olasılık değerleri	
PoE (%)	%	AEP (GWh)	Full Load Hours (h)	AEP (GWh)	Full Load Hours (h)
P99	99%	61,25	2722,2	55,87	2482,9
P95	95%	68,80	3057,7	62,75	2788,9
P90	90%	72,82	3236,5	66,42	2952,0
P85	85%	75,54	3357,2	68,90	3062,0
P80	80%	77,69	3453,0	70,86	3149,5
P75	75%	79,54	3535,3	72,55	3224,5
P70	70%	81,21	3609,2	74,07	3291,9
P65	65%	82,75	3677,7	75,47	3354,3
P60	60%	84,21	3742,6	76,81	3413,6
P55	55%	85,62	3805,5	78,10	3470,9
P50	50%	87,01	3867,3	79,37	3527,3

Yapılabilecek en iyi tahmini ve en kötü tahmini grafiksel olarak simgeleyen Şekil 5.26'daki gibidir.

Şekil 5.26: Yüzde 5 fazla ve yüzde 5 az üretim tahmini için PoE Grafiği



6. SON SÖZ

SARES rüzgar santrali için yapılan ilk tahmin gerçek zaman üretim değerleri ile karşılaştırıldığında beklenenden fazla sonuçlanmıştır. Tahmini iyileştirmek adına yapılan çalışmada kayıp değerlerinin fazla iyimser yapıldığı gözlemlenmiş ve bu değerleri arttırılması gerektiği sonucuna varılmıştır.

Üretime yönelik tahmini beklenen aralıkta gerçekleştirmek için yapılan çalışma sonucunda kayıpları minimum yüzde 8,31 ve maksimum yüzde 17 olarak en iyimser ve en kötümser tahminleri beklenen aralıkta gerçekleştirmek mümkündür. Bu sayede santralin yıllık maksimum 87,01 GWh/yıl ve minimum 79,37 GWh/yıl üretim yapacağını tahmin etmek gerçek zamanlı üretime en iyimser ve en kötümser tahminlere tekabül etmektedir.

Tahminlerin keskinliğini daha iyi kılabilmek adına, yalnız 2012 yılı gerçek zamanlı üretim verilerini incelemek yerine uzun vadeli üretim verilerini incelemek daha doğru bir yaklaşım olacaktır. Santral 2011 yılında işletmeye alınmış olmasına rağmen tüm türbinlerin bütün bir sene boyunca üretim faaliyeti gerçekleştirmiş olmaması sebebiyle 2011 yılı verilerini de dikkate alarak bir tahmin yapmak mümkün olmamıştır. Tahmini üretim ile gerçek zamanlı verilerin karşılaştırması ancak tüm türbinlerin bütün bir sene boyunca üretim yapmış olduğu 2012 yılı için mümkün olmuştur. Ancak, gerçek zamanlı verilerin mümkün olduğunca tahmini verilere yaklaşım yaklaşmadığının gözlemlenebilmesi için daha uzun vadeli gerçek zaman verilerine sahip olmak gerekmektedir.

2012 yılı boyunca kaydedilen üretim değerleri dikkate alındığında bazı aylarda üretimin beklenenden az olduğu gözlemlenmiştir. Santralin bu süreçte üretim faaliyetinin azlığını belgeleyecek herhangi bir verinin elde bulunmaması sebebiyle varsayımlar değerlendirilmiştir. Santralin bağlı bulunduğu trafo merkezi bakımları, santralin ürettiği elektriği iletmeye için var olan elektrik iletim hattına bağlı sorunlar üretimin düşük gerçekleşmesine yol açmış olabilir. Öte yandan santralin tüm türbinlerinde olmasa da bir veya birden fazla türbin arızasından kaynaklı kayıplar da üretimin düşük gerçekleşmesinin bir diğer sebebi olabilir.

KAYNAKÇA

Kitaplar

Jain, 2011. Wind Energy Engineering. New York: The McGraw-Hill Companies, Inc.

Öztürk,H., H., 2013. Yenilenebilir enerji kaynakları. İstanbul: Birsen Yayınevi.

Diğer Yayınlar

- Aydın, G., (2010). Rüzgar enerjisinin optimizasyonu. Yüksek Lisans Tezi. İstanbul: İstanbul Üniversitesi FBE.
- Açıkkalp, E. ve Bulut, Y. M., 2013. Rüzgar enerjisi potansiyelinin hesaplanmasında parametre tahmin yöntemlerinin incelenmesi. Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi.1 (2), ss. 49-54.
- Altuner, S., (2009). Rüzgar enerjisi potansiyeli ölçümü. Yüksek Lisans Tezi. Sivas: Cumhuriyet Üniversitesi FBE.
- Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi http://www.dektmk.org.tr/pdf/enerji_kongresi_11/89.pdf, [Erişim tarihi: 07.12.13]
- Efe, B., (2012). Manisa Soma bölgesi için mesa ölçek sayısal hava tahmin modeli (WRF) ve hesaplamalı akışkanlar dinamiği modeli (WINDSIM) kullanılarak kısa vadeli rüzgar enerjisi tahmini. Yüksek Lisans Tezi. İstanbul: İstanbul Teknik Üniversitesi FBE.
- EMD, WindPro Modules, <http://www.emd.dk/files/windpro/WindPRO%20Modules%20TURKISH.pdf>, [Erişim tarihi: 01.12.2013]
- EMD, WindPro Modules, <http://www.emd.dk/files/windpro/WindPRO%20Modules%20TURKISH.pdf>, [Erişim Tarihi: 10.10.2013]
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun, <http://www.enerji.gov.tr> 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun, [Erişim Tarihi: 26.08.2013]
- Hocaoğlu, F., O., Kurban, M. ve Başaran Filik, Ü., 2007. WAsP yazılımı ile rüzgar potansiyeli analizi ve uygulama. IV. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, 31 Ekim 1-2 Kasım 2007 Gaziantep: TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Gaziantep Şubesi, ss, 30-33.

- Kurban, M., Hoccođlu, F.O. ve Kantar, Y.M., 2007. Rüzgar enerjisi potansiyelinin tahmininde kullanılan iki farklı istatistiksel dağılımın karşılaştırılmalı analizi.Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Mühendislik Bilimleri Dergisi.(1), ss. 103-109.
- Mehel, N., (2009). Dünya’da ve Türkiye’de rüzgar enerjisi: Potansiyeli, kullanımı ve Almanya-Türkiye karşılaştırması. Yüksek Lisans Tezi. Eskişehir: Eskişehir Osmangazi Üniversitesi SBE.
- Senate Department for Urban Development and the Enviroment, Berlin Enviromental Atlas 04.3 Near Ground Wind Speeds, 2013, <http://www.stadtentwicklung.berlin.de> [erişim tarihi: 06 Aralık 2013].
- Temiz, F., İ., (2010). Rüzgar enerjisi sistemlerinde optimizasyon. Yüksek Lisans Tezi. İstanbul: İstanbul Üniversitesi FBE.
- Terziođlu, C., (2011). Rüzgar enerjisi ile elektrik üretim projesinin reel opsiyonlar yönetimi ile değerlendirilmesi. Yüksek Lisans Tezi. İstanbul: Yıldız Teknik Üniversitesi FBE.
- Uysal, N., (2011). Konya ili için güneş ve rüzgar enerjisinden elektrik üretimi ve kullanımının araştırılması. Yüksek Lisans Tezi. Konya: Selçuk Üniversitesi FBE
- Yazar, A., H., (2013). Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi Avşar kampüsünde rüzgar enerjisi verimliliğinin izlenmesi ve elektrik üretim potansiyelinin araştırılması. Yüksek Lisans Tezi. Kahramanmaraş: Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi FBE.
- WWEA, 2012 Report, 2013. www.wwindea.org [Erişim Tarihi: 29.11.2013], s.5
- WWEA, 2013 Half Year Report, 2013. www.wwindea.org [Erişim Tarihi: 29.11.2013], s.2.
- Vortex, <http://www.vortex.es/> [erişim tarihi: 07.09.2013]

EKLER

EK A.1: SARES - 2012 Yılı için, günlük bazda, aylık üretim değerleri

Tablo 1: Ocak 2012

OCAK	Gün	Üretim (MWh)
	1	413,87
	2	164,86
	3	0,37
	4	29,39
	5	211,77
	6	463,38
	7	177,07
	8	210,27
	9	83,75
	10	404,63
	11	458,13
	12	338,70
	13	89,22
	14	240,01
	15	159,26
	16	101,64
	17	75,61
	18	68,32
	19	67,69
	20	454,08
	21	414,90
	22	181,05
	23	231,25
	24	174,67
	25	204,62
	26	85,04
	27	398,27
	28	485,37
	29	522,53
	30	499,90
	31	514,76
7.924,38 MWh		

Tablo 2: Şubat 2012

ŞUBAT	Gün	Üretim (MWh)
	1	490,84
	2	116,52
	3	214,09
	4	385,19
	5	396,36
	6	368,51
	7	306,28
	8	524,49
	9	405,88
	10	375,10
	11	137,58
	12	76,85
	13	266,22
	14	60,22
	15	112,75
	16	113,68
	17	350,98
	18	35,23
	19	25,15
	20	11,05
	21	37,66
	22	200,27
	23	208,97
	24	55,42
	25	76,21
	26	26,90
	27	448,63
	28	482,05
	29	107,77
	6.416,85 MWh	

Tablo 3: Mart 2012

MART	Gün	Üretim (MWh)
	1	274,79
	2	106,15
	3	198,08
	4	147,44
	5	45,05
	6	201,85
	7	65,63
	8	4,09
	9	235,31
	10	524,50
	11	477,56
	12	461,57
	13	530,34
	14	319,14
	15	69,46
	16	175,78
	17	15,77
	18	78,24
	19	118,21
	20	48,22
	21	55,91
	22	238,64
	23	278,05
	24	40,19
	25	66,37
	26	89,74
	27	253,03
	28	35,99
	29	152,44
	30	388,39
	31	112,76
5.808,69 MWh		

Tablo 4: Nisan 2012

NİSAN	Gün	Üretim (MWh)
	1	436,91
	2	178,64
	3	40,63
	4	238,92
	5	153,71
	6	231,47
	7	174,41
	8	303,61
	9	250,45
	10	408,25
	11	122,89
	12	132,51
	13	144,80
	14	393,50
	15	374,95
	16	283,00
	17	319,74
	18	289,21
	19	329,73
	20	381,27
	21	321,04
	22	114,97
	23	44,26
	24	121,73
	25	232,47
	26	41,04
	27	119,65
	28	155,20
	29	324,90
	30	342,58
	7.006,44 MWh	

Tablo 5: Mayıs 2012

MAYIS	Gün	Üretim (MWh)
	1	281,30
	2	355,41
	3	187,25
	4	52,51
	5	31,39
	6	19,69
	7	9,79
	8	25,90
	9	343,27
	10	421,88
	11	263,07
	12	142,10
	13	103,75
	14	162,54
	15	280,77
	16	243,04
	17	236,20
	18	15,39
	19	13,44
	20	11,33
	21	3,72
	22	193,23
	23	90,61
	24	133,17
	25	26,68
	26	11,37
	27	49,73
	28	126,41
	29	58,71
	30	6,96
	31	26,60
3.927,21 MWh		

Tablo 6: Haziran 2012

HAZİRAN	Gün	Üretim (MWh)
	1	17,97
	2	23,97
	3	17,58
	4	13,93
	5	161,13
	6	39,62
	7	77,66
	8	152,13
	9	258,09
	10	145,03
	11	25,29
	12	29,59
	13	3,79
	14	75,77
	15	425,29
	16	521,02
	17	529,01
	18	521,58
	19	514,64
	20	496,01
	21	500,35
	22	467,75
	23	442,52
	24	479,06
	25	354,08
	26	113,17
	27	395,68
	28	377,83
	29	467,06
	30	488,43
8.135,03 MWh		

Tablo 7: Temmuz 2012

TEMMUZ	Gün	Üretim (MWh)
	1	496,82
	2	500,30
	3	446,97
	4	201,51
	5	53,87
	6	188,98
	7	161,37
	8	168,47
	9	279,51
	10	94,65
	11	52,59
	12	25,02
	13	60,49
	14	127,73
	15	221,42
	16	109,55
	17	519,42
	18	521,95
	19	507,45
	20	509,86
	21	473,59
	22	463,58
	23	519,50
	24	349,98
	25	52,47
	26	72,47
	27	420,34
	28	436,96
	29	307,25
	30	152,75
	31	396,88
	8.893,70 MWh	

Tablo 8: Ağustos 2012

AGUSTOS	Gün	Üretim (MWh)
	1	371,93
	2	122,42
	3	90,85
	4	93,81
	5	211,06
	6	165,35
	7	222,40
	8	148,69
	9	293,64
	10	395,09
	11	365,14
	12	146,91
	13	45,80
	14	14,47
	15	35,03
	16	68,03
	17	292,06
	18	491,61
	19	491,73
	20	455,30
	21	456,80
	22	253,37
	23	239,87
	24	305,87
	25	256,51
	26	98,55
	27	78,05
	28	376,20
	29	346,91
	30	495,00
	31	511,98
	7.940,43 MWh	

Tablo 9: Eylül 2012

EYLÜL	Gün	Üretim (MWh)
	1	453,41
	2	499,25
	3	490,23
	4	396,66
	5	170,17
	6	44,23
	7	390,24
	8	529,72
	9	461,06
	10	488,12
	11	481,13
	12	207,66
	13	26,85
	14	119,47
	15	118,34
	16	114,28
	17	213,17
	18	131,20
	19	86,00
	20	36,80
	21	75,80
	22	103,08
	23	107,84
	24	94,03
	25	34,75
	26	45,25
	27	110,25
	28	350,32
	29	378,01
	30	362,72
	7.120,04 MWh	

Tablo 10: Ekim 2012

EKİM	Gün	Üretim (MWh)
	1	176,65
	2	37,58
	3	33,87
	4	68,07
	5	130,48
	6	310,00
	7	70,63
	8	146,37
	9	164,10
	10	16,20
	11	35,65
	12	19,63
	13	87,52
	14	235,55
	15	208,80
	16	71,81
	17	25,19
	18	180,85
	19	349,75
	20	385,25
	21	321,80
	22	141,65
	23	279,05
	24	336,90
	25	145,60
	26	9,32
	27	304,48
	28	449,80
	29	377,01
	30	282,56
	31	6,33
5.408,45 MWh		

Tablo 11: Kasım 2012

KASIM	Gün	Üretim (MWh)
	1	330,95
	2	243,78
	3	8,95
	4	5,92
	5	236,60
	6	431,00
	7	207,45
	8	479,30
	9	198,55
	10	338,50
	11	298,39
	12	302,21
	13	234,85
	14	458,55
	15	301,30
	16	231,45
	17	432,05
	18	238,50
	19	36,30
	20	96,10
	21	372,95
	22	438,47
	23	269,98
	24	333,10
	25	313,37
	26	193,68
	27	22,38
	28	406,61
	29	508,36
	30	494,84
	8.464,44 MWh	

Tablo 12: Aralık 2012

ARALIK	Gün	Üretim (MWh)
	1	344,72
	2	282,27
	3	485,34
	4	273,98
	5	365,65
	6	66,49
	7	77,32
	8	261,14
	9	435,50
	10	58,19
	11	313,23
	12	122,38
	13	44,24
	14	149,21
	15	120,53
	16	99,16
	17	114,59
	18	206,22
	19	198,80
	20	307,66
	21	129,64
	22	368,60
	23	452,50
	24	312,20
	25	7,03
	26	147,57
	27	231,60
	28	171,87
	29	337,00
	30	429,74
	31	225,00
7.139,37 MWh		