

**ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM SİSTEMLERİNİN
GENİŞLETİLMESİNE İLİŞKİN MALİYET
HESABINA RİSKE BAĞLI YENİ BİR YAKLAŞIM**

**T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANLARI MERKEZİ**

**DOKTORA TEZİ
Y. Müh. Mehmet KURBAN
(504940018012)**

104263

104263

**Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 02 Ekim 2000
Tezin Savunulduğu Tarih : 17 Nisan 2001**

**Tez Danışmanı :
Diğer Jüri Üyeleri**

Prof. Dr. Nesrin TARKAN

Prof. Dr. Adnan KAYPMAS

Doç. Dr. Nazif H. SOHTAOĞLU

Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR (Y.T.Ü.)

Prof. Dr. Fahrettin ARSLAN (İ.Ü.)

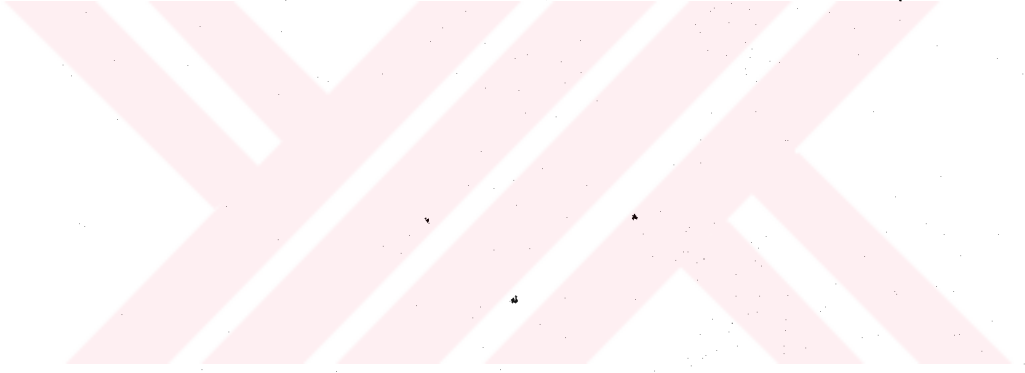
NİSAN 2001

ÖNSÖZ

Tez çalışmalarım sırasında, her konuda yardımlarını esirgemeyen, desteklerini hiç eksik etmeyen, yapıcı uyarılar yaparak çalışmalarına yön veren saygıdeğer danışman hocam, Sayın Prof. Dr. Nesrin TARKAN'a en içten teşekkürlerimi bir borç bilirim. Ayrıca, çalışmalarımın her aşamasında emek ve katkıları bulunan kişi ve kuruluşlara şükranlarımı sunar, bu çalışmamın ilgili kişilere faydalı olmasını dilerim.

Ekim 2000

Mehmet KURBAN



İÇİNDEKİLER

KISALTMALAR	vi
TABLO LİSTESİ	vii
ŞEKİL LİSTESİ	ix
SEMBOL LİSTESİ	xi
ÖZET	xiii
SUMMARY	xiv
1. GİRİŞ	1
2. MÜHENDİSLİK EKONOMİSİNDEKİ TEMEL KAVRAMLAR	5
2.1 Amortisman ve Yöntemleri	5
2.2 Zaman Karşılaştırmaları	7
2.3 Paranın Zamana Bağlı Değerleri	7
2.4 Faiz	10
2.5 Eşitlik	10
2.6 Devamlı Birleştirme	11
2.7 Yatırım Malının Ekonomik Değer Ölçütleri	11
3. RİSKİN TANIMI VE ANALİZİ	13
3.1 Riskin Tanımı	14
3.1.1 Risk Kaynakları	15
3.1.2 Risk Türleri	16
3.1.3 Risk Yönetimi	18
3.1.4 Risk Kontrolü	19
3.1.5 Riskin Finansmanı	20
3.2 Risk ve Belirsizlik	21
3.3 Risk Belirleme Süreci	22
3.3.1 Riskin Tanımlanması	22
3.3.2 Riskin Ölçülmesi	23
3.3.3 Riskin Yargılanması	24
3.3.4 Riskin Değerlendirilmesi	24
3.4 Risk Analizine İlişkin Bazı Tanımlar	25
3.5 Risk Analizine İlişkin Ölçme Sorunları	26
3.5.1 Karar Sorununun Tasarlanması	26
3.5.2 Belirsizliğin Ölçümü	28
3.5.3 Bağımlılık İlişkisinin Hesaplanması	29
3.5.4 Politika Seçeneklerinin Elenmesi	32
3.6 Proje Riskinin Kaynakları	32
3.7 Risk Analizi	32
3.8 Yeni Bir Yaklaşımın Duyulan Gereksinme	34
3.9 Yeni Yaklaşımın Bir Modelle Açıklanması	36
3.10 Yatırım Politikasının Niteliği ve İşlevi	39
3.11 Stratejik Planlama ve Risk Analizi	42

3.12 Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli (FVFM)	45
3.12.1 FVFM ve Proje Değerleme	47
3.12.2 FVFM'nin Önemli Varsayımları	49
3.12.3 Yatırım Kararlarında Uygulamaya Yönelik Yaklaşımın Belirlenmesi	49
4. RİSK ANALİZİ İLE BU ANALİZLE İLGİLİ ÜRETİM KAPASİTESİ PLANLAMASI VE YÜK TAHMİNİNDE KULLANILAN YÖNTEMLER	51
4.1 Risk Analizinde Kullanılan Yöntemler	51
4.1.1 Proje Değerinin Hesaplanması	51
4.1.2 Analitik Yaklaşım	52
4.1.3 Stokastik Karar Ağacı Analizi	53
4.1.4 Duyarlılık Analizi	56
4.1.5 Simülasyon	56
4.2 Elektrik Güç Sistemlerinin Üretim Kapasitesi Planlamasında Kullanılan Yöntemler	57
4.2.1 Doğrusal Programlama Modelleri	59
4.2.2 Doğrusal Olmayan Programlama Modelleri	62
4.2.3 Benzetim Modelleri	64
4.2.4 Dinamik Programlama Modelleri	66
4.2.5 Karma Tamsayı Programlama Modelleri	68
4.2.6 Modellerin Değerlendirilmesi	72
4.3 Planlama Çalışmalarında Kullanılan Yük Tahmini Yöntemleri	74
4.3.1 Yüklerin Sınıflandırılması ve Karakteristikleri	75
4.3.2 Yük Tahmini İçin Yaklaşımlar	76
4.3.3 Tahminlerin Zamana Göre Sınıflandırılması	78
4.3.4 Tahmin Yöntemleri	79
4.3.5 En Küçük Kareler Yöntemi (EKKY) ve Regresyon	80
4.3.6 Regresyonda Tahmin Hataları	83
4.3.7 Tahminlerin Doğruluğu	85
5. ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM SİSTEMLERİNİN GENİŞLETİLMESİNDE MALİYET ANALİZİ	87
5.1 Problemin Çözümü İçin Gerekli Bilgilerin Toplanması	92
5.2 Amaç Fonksiyonu	95
5.2.1 Birim Yatırım Maliyeti	96
5.2.2 Birim İşletme Maliyeti	97
5.2.3 Amaç Fonksiyonunun İfadesi	99
5.3 Problemin Sınırlayıcı Koşulları	101
6. ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM SİSTEMLERİNİN GENİŞLETİLMESİ ÇALIŞMALARINDA YENİ BİR YAKLAŞIM OLARAK RİSKE BAĞLI ÜRETİM MALİYETİNİN MATEMATİKSEL MODELİ VE ANALİZİ	104
6.1 Genel Modelin Probleme Uyarlanması	106
6.2 Modelin Katsayılarının Belirlenmesi	108
6.2.1 Birim Yatırım Maliyeti	108
6.2.2 Birim İşletme Maliyeti	112
6.2.3 Merdiven Talep Eğrisinin Basamak Genişlikleri	114

6.2.4 Kullanılabilme Katsayısı	114
6.2.5 Yük Faktörleri	115
6.2.6 Güvenilirlik Katsayısı	115
6.2.7 Her Dönem İçin Gereken Talep Değeri	115
7. SAYISAL UYGULAMALAR	117
7.1 Risk Oranı Katılmadan Problemin Çözümü	118
7.1.1 Birim Yatırım Maliyeti	118
7.1.2 Birim İşletme Maliyeti	123
7.1.3 Basamaklı Talep Fonksiyonunun Basamak Genişlikleri	125
7.1.4 Kullanılabilme Katsayısı	125
7.1.5 Yük Faktörü ve Maksimum Kapasite	125
7.1.6 Güvenilirlik Katsayısı	125
7.1.7 Güç Talebi	126
7.1.8 Problemin çözümü	128
7.2 Risk Oranı Katılarak Problemin Çözümü	128
7.2.1 Birim Yatırım Maliyeti	129
7.2.2 Birim İşletme Maliyeti	130
7.2.3 Problemin Çözümü	131
7.3. Sonuçların Karşılaştırılması	132
7.4 Hamitabat, Kemerköy, Soma, Yeniköy Enerji Santrallerinde Risk Analizi	136
8. SONUÇLAR VE TARTIŞMA	142
KAYNAKLAR	146
ÖZGEÇMİŞ	155

KISALTMALAR

NSD :Net Şimdiki Değer
FVFM:Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli
İMKB:İstanbul Menkul Kıymetler Borsası
GEP :Üretim Kapasitesi Genişletme Planlaması (Generation Expansion Planning)
LP :Doğrusal Programlama (Linear Programming)
NLP :Doğrusal Olmayan Programlama (Non-Linear Programming)
EPRI :Electric Power Research Institute
CAC :Control Analysis Corporation
LOLP :Kapasite Açığı Olasılığı (Loss of Load Probability)
DP :Dinamik Programlama (Dynamic Programming)
IP :Tamsayı Programlama (Integer Programming)
MIP :Karma Tamsayı Programlama (Mixed Integer Programming)
EKKY:En Küçük Kareler Yöntemi



TABLO LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 3.1 :Kestirim Belirsizlikleri	33
Tablo 3.2 :Riske Dayanan Yatırım Politikası Örneği	40
Tablo 5.1 :Bugünkü Değere İndirgenmiş Birim Maliyetler	99
Tablo 7.1 :Değişik Santral Tiplerinin Birim Yatırım Maliyetleri ve Eskelasyon Oranları	118
Tablo 7.2 :Değişik Santral Tiplerinin Çevre Sorunlarına İlişkin ξ_j Ek Maliyet Katsayıları ve Ekonomik Ömürleri	119
Tablo 7.3 :Planlama Döneminin 6. ve 18. Yılları İçin α_{jv} Amortisman Payları	119
Tablo 7.4 :Klasik Çözüm İçin Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri	119
Tablo 7.5 :İlk Periyodda Kurulan Bir Tesis Tipinden 2. ve 3. Periyodlarda da Kurulmuş İse Biriken Amortisman Payları	120
Tablo 7.6 :İlk Kez 2. Periyodda Kurulan bir Tesis İçin 2. ve 3. Periyodlara İlişkin Amortisman Payları	120
Tablo 7.7 :İlk kez 3. Periyodda Kurulmuş Bir Tesise İlişkin α_{jv} Amortisman Payları	121
Tablo 7.8 :Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüm İçin t_1 Periyoduna İlişkin Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri	121
Tablo 7.9 :Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüm İçin t_2 Periyoduna İlişkin Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri	122
Tablo 7.10 : t_3 Periyodunda Kurulan tesislere ait Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri ve Aynı Tip Tesislerin 1. ve 2. Periyodlardan 3. Periyoda Aktarılan Amortisman Payları	122
Tablo 7.11 :Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüm İçin t_3 Periyoduna İlişkin Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri	122
Tablo 7.12 :Değişik Tesis Tiplerine İlişkin I_{j0} Yıllık Birim İşletme Maliyetleri ve e_j Eskelasyon Oranları	123
Tablo 7.13 :Klasik Çözüm İçin I_{jv} Birim İşletme Maliyetleri	123

Tablo 7.14	:Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüm Ait t_1 Periyodu İçin İlişkin I_{jiv} Birim İşletme Maliyetleri Değerleri (Planlama Döneminin 2. ve 6. Yıllarına Ait)	124
Tablo 7.15	:Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüm Ait t_2 Periyodu İçin İlişkin I_{jiv} Birim İşletme Maliyetleri Değerleri (Planlama Döneminin 10. ve 14. Yıllarına Ait)	124
Tablo 7.16	:Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüm Ait t_3 Periyodu İçin İlişkin I_{jiv} Birim İşletme Maliyetleri Değerleri (Planlama Döneminin 18. ve 22. Yıllarına Ait)	124
Tablo 7.17	: a_{jv} Kullanılabilir Katsayıları	125
Tablo 7.18	:Yük Faktörü ve Maksimum Kapasite Değerleri	126
Tablo 7.19	:Gerçek Değerler ve Regresyon Değerleri	126
Tablo 7.20	:Planlama Dönemi Yıllarına İlişkin Kurulu Güç Regresyon Değerleri	127
Tablo 7.21	:Planlamanın 6. ve 18. Yıllarına Ait Tepe ve Temel Güç Değerleri	128
Tablo 7.22	:Statik Çözümde 24 Yıl İçin Kapasitenin Periyodlara Dağılımı	128
Tablo 7.23	:Klasik Çözüm İçin Riske Bağlı Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri	129
Tablo 7.24	:Klasik Çözüm İçin Riske bağlı I_{jiv} Birim İşletme Maliyetleri	131
Tablo 7.25	:Riske Bağlı Statik Çözümde 24 Yıl İçin Kapasitenin Periyodlara Dağılımı	131
Tablo 7.26	: Riske Bağlı Olan ve Olmayan Birim Yatırım Maliyetleri Arasındaki Oranlar	133
Tablo 7.27	: Riske Bağlı Olan ve Olmayan Birim İşletme Maliyetleri Arasındaki Oranlar	135
Tablo 7.28	:Tesis Bölümlerine Göre Tahmini Sigorta Bedelleri	137
Tablo 7.29	:Tesis İçin Tahmini Maksimum Kayıplar	137
Tablo 7.30	:Santral Birimlerinin Kurulardan İtibaren Çalışma Saatleri ve Ürettikleri Enerji Miktarı	138
Tablo 7.31	:Tesis Bölümlerine Göre Tahmini Sigorta Bedelleri	138
Tablo 7.32	:Tesis İçin Tahmini Maksimum Kayıplar	139
Tablo 7.33	:Tesis Bölümlerine Göre Tahmini Sigorta Bedelleri	139
Tablo 7.34	:Tesis İçin Tahmini Maksimum Kayıplar	139
Tablo 7.35	:Tesis Bölümlerine Göre Tahmini Sigorta Bedelleri	140
Tablo 7.36	:Tesis İçin Tahmini Maksimum Kayıplar	140

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>	
Şekil 3.1	:Değişkenlere İlişkin Olasılık Dağılımları	37
Şekil 3.2	:NSD'in Olasılık Dağılımı	38
Şekil 3.3	:Yatırım Politikalarının Karşılaştırılması	41
Şekil 3.4	:FVFM'nin Grafiksel Açıklaması	47
Şekil 3.5	:FVFM ile Geleneksel Ortalama Sermaye Maliyetinin Karşılaştırılması	48
Şekil 3.6	:Risk Primlerinin Belirlenmesi	50
Şekil 4.1	:Yeni Bir Ürünün Pazara Girmesiyle İlgili Stokastik Karar Ağacı	54
Şekil 4.2	:Kapasite Genişletme Planlamasında Kullanılan Benzetim Uygulamasının Genel Yapısı	64
Şekil 4.3	:Termik Sistemlerin Yükleme Düzeni	65
Şekil 4.4	:MIP Modelinde Güvenilirliğin Kontrolü	71
Şekil 5.1	:Sentez ve Analiz İşlemleri	89
Şekil 5.2	:Enerji Sistemi Planlama Çalışmalarının Akış Diyagramı	91
Şekil 5.3	:Günlük Yük Eğrisi	93
Şekil 5.4	:Günlük Yük Eğrisinden Düzenlenmiş Günlük Yük Eğrisine Geçiş	93
Şekil 5.5	:(a) Düzenlenmiş Yük Eğrisi (b) Düzenlenmiş Yük Eğrisinin Evriği	94
Şekil 5.6	:Günlük Yük Eğrisinden Yıllık Merdiven Yük Eğrisine Geçiş	94
Şekil 5.7	:Merdiven Yük Eğrisi	95
Şekil 5.8	:Birim Yatırım Maliyetinin Santral Gücüne Bağlı Olarak Değişimi	96
Şekil 5.9	:Birim Üretim Maliyetinin Yıllık İşletme Süresine Bağlı Değişimi(Fosil yakıtlı santraller kükürt arıtmasız)	98
Şekil 6.1	:Problemin MIP Modeline Göre Çözümüne İlişkin Akış Diyagramı	109
Şekil 6.2	:Birim Yatırım (Kuruluş) Maliyet Hesabının Akış Diyagramı	113
Şekil 6.3	:Birim İşletme Maliyet Hesabının Akış Diyagramı	114
Şekil 6.4	:Talepteki Artışı Belirlemede Kullanılan Regresyon Analizi Akış Diyagramı	116
Şekil 7.1	:1970-2023 Yılları Arasındaki Kurulu Güçlerin Gerçek ve Regresyon Değerleri	127
Şekil 7.2	:Riskten Bağımsız Birim Yatırım Maliyetleri	132
Şekil 7.3	:Riske Bağımlı Birim Yatırım Maliyetleri	132
Şekil 7.4	:Riske Bağlı Olan ve Olmayan Birim Yatırım Maliyetlerinin Karşılaştırılması	133
Şekil 7.5	:Riskten Bağımsız Birim İşletme Maliyetleri	134
Şekil 7.6	:Riske Bağımlı Birim İşletme Maliyetleri	134

Şekil 7.7	:Riske Bağlı Olan ve Olmayan Birim İşletme Maliyetlerinin Karşılaştırılması	134
Şekil 7.8	:Riske Bağlı Olmayan Çözümde Planlama Döneminin t1 ve t2 Periyodları İçin Tepe ve Temel Güçlerin Santrallerden Karşılanması	135
Şekil 7.9	:Riske Bağlı Çözümde Planlama Döneminin t1 ve t2 Periyodları İçin Tepe ve Temel Güçlerin Santrallerden Karşılanması	136



SEMBOL LİSTESİ

M	:Yatırım malının maliyeti
H	:Yatırım malının hurda değeri
L	:Yatırım malının ekonomik ömrü
α_a	:Yıllık amortisman oranı
n	:Faiz dönemlerinin sayısı
L	:Malın ekonomik ömrü
K	:Her yıl uygulanacak olan amortisman oranının paydası
f	:Yüzde olarak faiz oranı
N	:Paranın bugünkü değeri
F	:Paranın gelecek değeri
A	:Ödemeler serisi sabit miktarı (Annüite)
O_i	:i. sonuç
L_i	:i. sonucun olasılığı
U_i	: O_i sonucundan elde edilebilecek fayda
CS_i	: O_i sonucunun sebeplerini belirten nedensel senaryolar
PO_i	: O_i sonucu ile etkilenen nüfus
Y	:Başlangıçtaki yatırımın tutarı
k	:Sermaye maliyeti
S	:Satış miktarı
F	:Birim satış fiyatı
G	:Birim maliyeti
V	:Vergi oranı
N_i	:Sınıf aralığının orta noktası
p_i	:Olasılıklar
σ	:Standart sapma
$E(R_i)$	:Yatırımın beklenen getirisi
$E(R_M)$	:Pazarın beklenen verimi
β_i	:Sistemik, kaçınılmayan risk ölçüsü
R_F	:Risksiz faiz oranı
j	:Üretim birimleri,
t	:Zaman periyotları,
i	:Zaman periyotlarına ait zaman dilimleri.
k_j	:j. ünite de kurulu kapasite değeri
g_{jt}	:t. periyodun, i. diliminde, j. ünitenin çalışma kapasitesi
Y_j	:j. ünitenin bugünkü değere indirgenmiş birim yatırım maliyeti
I_{jt}	t periyodunda j. ünitenin bugünkü değere indirgenmiş birim işletme maliyeti
w_i	:Her zaman periyodu içindeki i zaman diliminin saat olarak uzunluğu
P_{ti}	:t periyodunun i. diliminde karşılanması gereken güç
m	:Gerekli tepe değeri karşılamada yedek kapasite katsayısı
u_j	:j. ünitenin genişleme kapasitesinin üst sınır değeri
a_{jt}	:j. ünitenin t. periyot içindeki kullanılabilirlik katsayısı
TI_t	:t yılındaki toplam işletme maliyeti

P_{max}	:Bütün planlama dönemi içinde tepe gücü değeri
$I_t(S_t)$	:t periyodunda sistem S_t durumunda iken, sabit işletme maliyetinin bugünkü değeri
d	:İskonto oranı
$DI_t(S_t)$	:t periyodunda sistem S_t durumunda iken tahmin edilen değişken işletme maliyeti
$Y_t(dS)$	:t periyodu içindeki dS genişletmesine ait yatırım (sermaye) maliyetinin t periyodu başına indirgenmiş bugünkü değeri
dS	:t periyodu boyunca kapasite artışı
s_y, s_x	:y ve x değişkenlerine ait tahminlerin standart hataları
$[Y]$	:Bağımlı değişken vektörü
$[X]$	:Bağımsız değişkenler matrisi
$[A]$	:Katsayılar matrisi
Y_{j0}	:j tipindeki bir tesisin planlamanın ilk yılındaki birim yatırım maliyeti
e_Y	:Yatırım maliyetine ilişkin eskelasyon oranı
r_Y	:Yatırım maliyetine ilişkin risk oranı
v	:Tesisin planlandığı yıldan itibaren yapımı tamamlanıncaya kadar geçen yıl sayısı
Y_{jv}	:j tipi tesisin v yılına ait birim yatırım maliyeti
I_{j0}	:j tipindeki tesisin planlama döneminin ilk yılındaki birim işletme maliyeti
e_I	:İşletme maliyetine ilişkin eskelasyon oranı
r_I	:İşletme maliyetine ilişkin risk oranı
μ	:Tesisin planlandığı tarih ile işletmeye giriş tarihi arasındaki yıl sayısı
I_t	:t. periyodunun yıl olarak uzunluğu
I_{jtv}	:t periyodu içinde, v yılında, j tipi tesise ait birim işletme maliyeti
g_{jtv}	:t. periyodun, v. yılında, s oranlı talep basamağında, j tipi tesis tarafından karşılanan güç,
w_s	:Merdiven yük eğrisindeki s. basamağa ait blok genişliği
A_Y	:Yatırım maliyetine ilişkin amaç fonksiyonu
A_I	:İşletme maliyetine ilişkin amaç fonksiyonu
P_{ts}	:t periyodu içinde, merdiven yük eğrisinin basamaklarına karşı gelen güç değerleri
ξ_j	:j tipi tesisin yaratacağı çevre sorunlarına ilişkin ek masrafların, maliyeti etkileme oranı
α_{jv}	:v yılında kurulan bir tesise yapılan yatırımın amortize edilebilmesi için, geri ödenmesi gereken miktarın toplam sermaye içindeki oranı

ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM SİSTEMLERİNİN GENİŞLETİLMESİNE İLİŞKİN MALİYET HESABINA RİSKE BAĞLI YENİ BİR YAKLAŞIM

ÖZET

Tüketicinin ekonomik, güvenilir ve nitelikli elektrik enerjisi talebini karşılayabilmek için elektrik enerjisi üretim sistemlerinin minimum maliyetle planlı bir şekilde genişletilmesi gerekmektedir. Bu durum, çok sayıda kritere bağlı olan bir optimizasyon çalışmasını zorunlu kılmaktadır. Bu çalışmada, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin genişletilmesine ilişkin maliyet hesabına, bilinen bir çok faktörün yanında şimdiye kadar açıkça ele alınmayan, bir risk faktörü de katılmış ve üretim kapasitesinin planlanması çalışmalarında kullanılmıştır.

Bu nedenle önce, konunun daha iyi açıklanabilmesi amacıyla mühendislik ekonomisindeki temel kavramlar ele alınmış, riskin tanımı ve ayrıntılı bir analizi yapılmıştır. Daha sonra, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin kapasite planlamasında, risk analizinde ve yük tahmininde kullanılan yöntemler kısaca anlatılmış ve ayrıntılı karşılaştırmalar yapılarak en uygun olanları seçilmiştir. Planlama probleminin çözümü için yalnızca maliyet minimizasyonu değil bunun yanında pek çok kritere dayanan karma tamsayılı programlama modeli kullanılmıştır. Buna ait amaç fonksiyonu oluşturulmuş ve bu amaç fonksiyonunun katsayıları olan birim yatırım ve birim işletme maliyetleri, önce risk dikkate alınmadan, daha sonra alınarak hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar, genel olarak katı fosil yakıtlı, fuel-oil, doğal gaz kombine çevrim ve hidrolik olmak üzere dört değişik santral türü için yapılmıştır. Bununla beraber, modele ait amaç fonksiyonunun diğer katsayıları ve karar değişkenleri de hesaplanarak problem genel bir karma tamsayılı programlama uygulaması olarak çözülmüştür. Modelin uygulaması, Türkiye’de 1999 – 2023 yılları arasındaki 24 yıllık bir planlama dönemi için gerçekleştirilmiştir. Bu planlama dönemi boyunca gereken sistem yükü, regresyon analizi yapılarak elde edilmiştir. Sonuçlar, tablolar halinde verilmiş ve çizilen grafikler yardımıyla karşılaştırılmıştır.

Ayrıca, Hamitabat, Kemerköy, Soma ve Yeniköy enerji santrallerinden elde edilen çeşitli veriler kullanılarak ve bazı santrallerin sigorta poliçeleri dikkate alınarak uygun risk oranları belirlenmiş ve elektrik enerjisi üretim sistemlerinin maliyet analizinde, her açıdan risk faktörüne dikkat çekilmiştir.

Sonuç olarak, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin genişletilmesi çalışmalarında yapılan üretim maliyeti hesaplarına risk oranının katılmasının, çok büyük bir maliyet artışı getirmediği ve bu şekilde elde edilecek ek gelirlerle tesislere çeşitli kazançlar sağlandığı görülmüştür.

A NEW APPROACH DEPENDENT ON RISK TO THE COST FOR THE EXPANSION OF ELECTRIC POWER GENERATION SYSTEMS

SUMMARY

To provide the economic, reliable and apposite electrical energy demand of consumers, power Generation expansion planning with minimum cost is required. So, this is an optimization problem based on many criteria. In this study, a risk factor in addition to other known ones is added to the cost for the expansion of electrical power generation systems and is used for the study of generation capacity planning.

For this reason, first the methods of engineering economy are explained and the risk is analysed in detailed. Then the methods used for generation capacity planning, risk analysis and load forecasting in power systems are described briefly and compared with each other to choose the most appropriate method. Due to the reasons like flexibility in modelling and providing highly accurate results, Mixed Integer Programming model is chosen as a base for this study. This model, developed for generation expansion planning, which contains an objective function that minimizes the unit capital and operational costs consists of some inequality constraints. These costs of four different types of plants are calculated by adding risk factor and not. The application of the model is realized for 24 years of planning time between 1999 and 2023. Using regression analysis, the regression equation is determined. By referring to this equation, load forecasting for the planning period in Turkey is made. The results of the calculation are given as in both tables and figures, and the comparison of them are presented.

Furthermore, the appropriate rate of a risk is determined by using the data provided from Yeniköy, Kemerköy, Soma and Hamitabat Power Plants, and taking into the insurance policy of some other plants. Thus, attention is took to the risk factor in the cost analysis of electric power generation systems.

As a result, it is concluded that joining the risk factor to the calculations of the generation cost in the study of power generation expansion planning doesn't cause a high increase on the cost. Income provided in this way is used in many cases in power systems.

1. GİRİŞ

Son yıllarda ortaya çıkan enerji krizi, sistemlerin daha verimli kullanılması, boşa giden enerjinin kazanılması ve yeni enerji kaynaklarının aranması yönünde yapılan çalışmaları yoğunlaştırmıştır. Elektrik enerjisinin genel enerji tüketimindeki payı %35'lere ulaşmıştır ve her geçen gün de artmaktadır. Elektrik enerjisi üretimindeki yetersizlik, yeni tesislerin kurulması ve mevcut tesislere yeni birimler eklenmesiyle karşılanmaya çalışılmaktadır. Bu kapsamda ele alınan elektrik enerjisi üretim sistemlerinin genişletilmesi çalışmaları, mevcut ve potansiyel enerji kaynakları ile enerji talebi arasındaki ilişkiyi düzenlemektedir. Tüketicinin ekonomik, güvenilir ve nitelikli elektrik enerjisi talebini karşılayabilmek için elektrik enerjisi üretim sistemlerinin minimum maliyetle planlı bir şekilde genişletilmesi gerekmektedir. Bu bir optimizasyon problemidir.

Üretim sistemleri genişletilmesi problemini ilk olarak, 1957'de Massé ve Gibrat, yalnızca yatırım maliyetini minimize eden bir problem olarak ele almışlardır [1,2]. 1970'lere kadar yapılan tüm çalışmalarda yalnızca, problemin ekonomik boyutu dikkate alınmıştır. 1970'li yıllardan sonra yapılan çalışmalar, çeşitli modellerin geliştirilmesini sağlamıştır. 1972 yılında Anderson'un geliştirmiş olduğu modelde, hem üretim maliyeti minimize edilmiş hem de güvenilirlik gibi belirli bazı kriterler gözönüne alınmıştır [3]. 1975'te Beglari ve Laughton'un geliştirdiği model, sabit birim maliyetin kabulünden gelen hatayı önlemiştir. Burada problem boyutu büyük önem taşımaktadır [4]. Daha sonra yapılan çalışmalarda birim yatırım ve işletme maliyeleri daha fazla kriterler dikkate alınarak minimize edilmiş ve diğer çalışmalara ışık tutulmuştur [5,6,7]. Ama açık bir şekilde risk faktörü şimdiye kadar yapılan çalışmalarda gözönüne alınmamıştır.

Üretim kapasite planlaması problemi için ilk kez, 1970'te Bessiere, doğrusal olmayan bir programlama modeli geliştirmiştir [8]. 1978'de Jenkin ise sabit maliyeti belirlemek için benzetim modelini kullanmıştır [9]. 1979'da Paramantier, esas problemi doğrusal programlama ile alt problemi ise doğrusal olmayan programlama

ile çözen bir model geliştirmiştir [10]. Daha sonra geliştirilen modellerde, yine genişletme çalışmalarında olduğu gibi, daha çok kriterin birarada gerçekleştirilmesine çalışılmıştır. Üretim sistemlerinde kapasite planlaması problemini sistem benzetimi kullanarak çözebilen çeşitli modeller vardır. Bu modeller yardımıyla sistem davranışı, güvenilirlik, ekonomik planlama ve çevresel sorunlar gibi sistem içi ve dışı çeşitli bilgiler elde edilmiştir. İlk olarak 1971'de Booth, benzetim çalışmaları yapmış ve halen bu çalışmalar çeşitli açılardan devam etmektedir [11,12,13].

Uzun dönem üretim sistemi planlaması probleminde, problem boyutunu küçültmek amacıyla dinamik programlama modelleri geliştirilmiştir. 1973'te Oatman ve Hamant, bir dinamik programlama modeli geliştirerek, belirlenen bir yedek katsayısı ile güvenilirliği hesaba katmışlardır. 1975'te Irisari, herbir periyod için kesin bir bütçe sınırı alarak problemi çözmüştür; fakat periyodlar arası para akışı yoktur. Daha sonra Peterson, Peshon ve Jamouille'nin de geliştirdikleri modellerde üretim maliyeti çok basit olarak hesaplanmıştır ve yine risk faktörü dikkate alınmamıştır. 1986'da Obrad, dağıtım sisteminin tüm elemanlarına ait yapım, işletme ve bakım maliyetleri ile bu elemanlarda oluşan kayıpları içeren bir model sunmuştur [14,15,16,17].

Geliştirilen pek çok model, problemin çözümüne çeşitli katkılarda bulunmuştur. Artık yalnızca maliyet minimizasyonunu içeren modellerin yerini, son yıllarda başta güvenilirlik olmak üzere pek çok kriteri aynı anda sağlayan modeller almıştır. Risk analizi yeni bir konu olmamakla birlikte hiçbir çalışmada hesaplamalara açık olarak girmemiştir. Bu çalışmada, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin genişletilmesine ilişkin maliyet hesabına, bilinen bir çok faktörün yanında şimdiye kadar açıkça ele alınmayan, bir risk faktörü de katılmış ve üretim kapasitesinin planlanması çalışmalarında kullanılmıştır. Modellerin hiç biri bütün koşullarda istenilen özellikleri, belirli bir duyarlılıkta sağlayamamıştır. Özellikle modellere ait amaç fonksiyonunun katsayıları olan yatırım ve işletme maliyetlerini belirlemede yapılan bazı kabuller, modellerin duyarlılığını olumsuz yönde etkilemektedir. Değişen koşullar nedeniyle problem dinamik bir yapıya sahiptir. Bu nedenle ekonomik ve teknik olanakların zaman ve yere göre farklılığı, yeni modelleme çalışmalarının yapılmasını zorunlu hale getirmiştir. Bu tür özelliklerinden dolayı problem, yeni gelişmelere açıktır.

Bu bilgilerin ışığı altında bu çalışmada izlenen yol aşağıda sırasıyla açıklanmıştır:

İkinci bölümde, mühendislik ekonomisinin temel kavramları ele alınmaktadır. Mühendislik ekonomisi esas olarak bir karşılaştırma çalışmasıdır. Kararlar daima alternatiflerin içindedir. Önemli olan sağlıklı bir karşılaştırma ile en iyi alternatifin seçilmesidir. Bunun için ilk koşul, karşılaştırılan seçeneklere ait teknik özelliklerin birbirine çok yakın hatta özdeş olmasıdır. Ancak bu noktaya getirilen bir çalışmaya mühendislik ekonomisi yöntemleri uygulanabilir.

Üçüncü bölümde, riskin tanımı yapılmakta, risk kaynakları ve türleri incelenmekte, risk yönetimi, kontrolü ve finansmanı konularında bilgi verilmektedir. Burada ayrıca, risk ve belirsizlik arasındaki ayrım ortaya konulmakta, risk belirleme süreci üzerinde durulmakta, risk analizine ilişkin bazı tanımlar verilmekte, proje riskinin kaynakları tartışılmakta, risk analizi yaklaşımının niteliği ve yatırım politikası ile stratejik planlamayla ilişkisi belirlenmektedir.

Dördüncü bölümde, önce, risk analizinde kullanılan çeşitli yöntemler kısaca ele alınmakta, daha sonra üretim kapasitesi planlamasının çözümü için geliştirilmiş modeller incelenmektedir. Burada ayrıca, yük tahmini ile ilgili bilgiler verilmekte ve yük tahmininde kullanılan bazı yöntemler ele alınmaktadır.

Beşinci bölümde, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin genişletmesi konusunda kısaca bilgi verilmekte ve problemin matematiksel modeli oluşturulmaktadır. Daha sonra modele girdi olarak verilecek bilgilerin toplanması, riske bağlı amaç fonksiyonunun matematiksel olarak ifade edilmesi ve bu fonksiyonu minimize edecek bir algoritma ve program oluşturulması konuları anlatılmaktadır.

Altıncı bölümde, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin genişletilmesi çalışmalarında yeni bir yaklaşım olarak riske bağlı üretim maliyetinin matematiksel modeli oluşturulmakta ve analizi yapılmaktadır. Genel model ele alınan probleme uyarlanmakta ve modelin katsayıları ayrı ayrı belirlenmektedir.

Yedinci bölümde, Bölüm 6'da ayrıntılı olarak ele alınarak değişen teknik ve ekonomik koşullara uyacak şekilde yeniden oluşturulan MIP modeline ait amaç fonksiyonunun katsayıları olan birim yatırım ve birim işletme maliyetleri iki şekilde hesaplanmaktadır: Önce, risk dikkate alınmadan alışlagelen şekilde, daha sonra ise

yeni bir yaklaşım olarak, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin yatırım (kuruluş) ve işletme aşamalarında gerçekte var olan risk, belirli bir oran olarak işlemlere katılarak hesaplanmaktadır. Bu hesaplamalar, genel olarak, katı fosil yakıtlı, fuel-oil, doğal gaz kombine çevrim ve hidrolik olmak üzere dört değişik tip santrale uygulanmıştır. İki farklı şekilde hesaplanarak bulunan sonuçlar, tablolar halinde verilmekte ve grafikler yardımıyla karşılaştırılmaktadır. Bununla beraber, modele ait amaç fonksiyonunun diğer katsayıları ve karar değişkenleri de hesaplanarak problem, genel bir MIP uygulaması olarak çözülmekte ve sonuçlar verilmektedir.

Burada ayrıca, Hamitabat, Kemerköy, Soma ve Yeniköy enerji santrallerinden elde edilen çeşitli veriler kullanılarak ve bazı santrallerin gerçek sigorta poliçeleri dikkate alınarak çeşitli tablolar oluşturulmakta ve bu santrallerin bugünkü veya planlama çalışmalarındaki yatırım ve işletme maliyetleri hesaplanırken kullanılabilecek risk oranı hakkında fikir verilmektedir. Risk oranı, bu tür analiz ve veriler yardımıyla genel anlamda belirlenerek hesaplara katılmaktadır.

2. MÜHENDİSLİK EKONOMİSİNDEKİ TEMEL KAVRAMLAR

Mühendislik projelerinde kullanılan ekonomik incelemeler, “Mühendislik Ekonomisi” olarak adlandırılmaktadır. Sistem planlamasında, ekonomiklik ve güvenilirlik açısından optimalliğin sağlanması gerekmektedir. Bir sistemin maliyetinin en aza indirilmesine yönelik çalışmalar, ekonomik optimizasyonun konusudur. Çeşitli işleme koşullarında ve belirli zaman periyodunda, sistemin amaçlara uygun olarak işletilmesi olasılığını ise güvenilirlik çalışmaları belirler. Birbirleriyle çelişen bu iki koşulun birlikte sağlanabilmesi, bu konuda yapılan çalışmaların en büyük güçlüğüdür. Alınacak ekonomik kararlar, teknik kararlara bağımlıdır. Sistem planlamasında öncelikle, teknik açıdan yüksek güvenilirliği olan seçenekler ele alınır ve daha sonra mühendislik ekonomisindeki temel kavramlara dayanılarak, bunlardan en ekonomik olanı seçilir. Bu bölümde, mühendislik ekonomisindeki bu çalışma ile ilgili bazı temel kavramlara yer verilecektir [18,19].

2.1 Amortisman ve Yöntemleri

Bir işletmeye ait bina, makine ve donanım gibi fiziksel varlıklar, zamanla değer kaybettikleri için, bunlara yapılan yatırımın geriye alınması gerekmektedir. Bu nedenle, üretilen mal ve hizmetlere ek bir maliyet getirilir. Amortisman, hammadde ve işçilik gibi bir maliyet faktörü olarak ortaya çıkar ve diğerlerinden farklı olarak peşin ödenir. Sermayenin belirli bir süre içinde eriyip gitmemesini ve devamlılığını sağlamak, sermayenin geriye alınmasıyla yani amortismanla mümkündür. Çeşitli nedenlerden dolayı ortaya çıkan amortisman türleri şunlardır [18,20]:

Normal Amortisman: İşletmeye ait fiziksel varlıkların, aşınma ve yıpranma gibi nedenlerden dolayı değer kaybetmesidir.

Fiyat Değişimlerine Bağlı Amortisman: Amortismanla, yatırılan sermaye geri alınsa bile, aynı sermaye malını yeniden elde etmek zordur.

Kaynakların Tükenebilirliğine Bağlı Amortisman: Kaynakların tükenebilirliği ve gelecekte olabilecek teknolojik değişikliklerin etkileri de amortisman oranı belirlenirken dikkate alınmalıdır.

İşletmenin ayırdığı yıllık amortisman miktarı, dönem karını ve üretilen malların birim maliyetini etkilediğinden, amortisman oranının doğru belirlenmesi büyük önem taşımaktadır. Amortisman oranını belirlemek için kullanılan yöntemler şunlardır [18,21-23]:

Normal Amortisman Yöntemi: Bu yöntem, “Doğru Amortisman Yöntemi” olarak da adlandırılır.

M: Yatırım malının maliyeti

H: Yatırım malının hurda değeri

L: Yatırım malının ekonomik ömrü

olmak üzere, yıllık amortisman oranı, α_a şöyle bulunur:

$$\alpha_a = (M - H)/L \quad (2.1)$$

Azalan Kalanlar Yöntemi: Bu yöntem, “Yıl Sayılarının Toplamı Yöntemi” olarak da adlandırılır. Yıllık amortisman miktarı hesaplanacak malın, ekonomik ömrünün yıl sayıları toplanır. Yıl sayılarının toplamı n elemanlı bir aritmetik dizinin toplamı olarak şu şekilde yazılabilir:

$$K = n[(n + 1)/2] \quad (2.2)$$

Burada n, malın ekonomik ömrü olan L'ye eşittir. K, her yıl uygulanacak olan amortisman oranının paydasını oluşturur. Amortisman oranının payının değeri her yıl için değişiktir.

Birinci yıl için $(L-0)/K$

İkinci yıl için $(L-1)/K$

Üçüncü yıl için $(L-2)/K$

$$\text{L'inci yıl için} \quad [L-(L-1)]/K=1/K \quad (2.3)$$

2.2 Zaman Karşılaştırmaları

Belirli bir zaman periyodunda alınacak ekonomik kararlar, bu periyoddaki nakit akışının zaman değerini karşılaştırarak değerlendirirler. Bu karşılaştırma işlemlerinde genel olarak üç yöntem kullanılmaktadır [18,20-23]:

Yıllık Maliyet Yöntemi: Bu yöntem belirli bir zaman periyodunda yapılan bütün ödemeleri ve gelirleri yıllık annüiteye çevirir. Zaman periyodu içinde sabit miktarlı olmayan veya eşit zaman aralıklarında yapılmayan harcamalar, yıllık eşit miktarlara dönüştürülür. Eşit zaman aralıklarında yapılan sabit miktarlı harcamalar da bunlara eklenir. Böylece, bu harcamaları karşılayabilecek gelir düzeyi belirlenir. Bu işlemler değişik seçenekler için tekrarlanır. En az gelir gerektiren seçenek tercih edilir.

Şimdiki Değer Yöntemi: Bu yöntem, belirli bir zaman periyodunda yapılan bütün ödemeleri, bugünkü değere çevirerek karşılaştırır. Zaman periyodu başında yapılan yatırımlar ile zaman periyodu içinde yapılan yatırımların bugünkü değerleri toplanır. Ayrıca, aynı zaman periyodu içinde yapılan sabit miktarlı ve eş zaman aralıklı ödemeler varsa, bunlar da bugünkü değere çevrilerek toplama katılır. Bu işlemler değişik seçenekler için tekrarlanır. En düşük şimdiki değere sahip seçenek tercih edilir.

Geri Ödeme Oranı Yöntemi: Bu yöntem, belirli bir zaman periyodunda uygulanacak plandan beklenen kar yüzdesini ölçer. Yatırılan sermaye ile bu sermayenin sağladığı karı ölçmek, karşılaştırmanın temelini oluşturur. Buna göre

$$\text{Geri Ödeme Oranı} = \text{Yıllık Kar} / \text{Yatırılan Sermaye} \quad (2.4)$$

olarak belirlenir. Bu oran, kar oranı veya verimlilik oranı olarak da adlandırılır. Geri ödeme oranı, beklenen minimum kar oranından daha yüksek bir değer veriyorsa, yeterli sermaye ile daha büyük yatırımın yapılması tercih edilir.

2.3 Paranın Zamana Bağlı Değerleri

Para ve zaman arasındaki ilişkiyi belirlemekte kullanılan temel büyüklükler,

f: Yüzde olarak faiz oranı

n: Faiz dönemlerinin sayısı

N: Paranın bugünkü değeri

F: Paranın gelecek değeri

A: Ödemeler serisi sabit miktarı (Annüite)

olup, paranın zamana bağlı değerleri şu altı başlıkta toplanabilir:

Gelecek Değer: Paranın gelecekteki değeri, bugünkü değeri N olan paranın, f faiz oranı ile, n faiz dönemi sonundaki değeridir. Bu tanıma uygun olarak, bugünkü değeri N olan paranın,

bir yıl sonraki değeri, $F_1 = N + Nf = N(1 + f)$

iki yıl sonraki değeri, $F_2 = N + Nf + (N + Nf) = N(1 + f)^2$

.....
n yıl sonraki değeri, $F_n = N(1 + f)^n$ (2.5)

olur. Buradaki $(1 + f)^n$ çarpanına, "tek ödemede gelecek değer faktörü" adı verilir [18,20].

Bugünkü Değer: f faiz oranı ile n faiz dönemi sonundaki değeri F_n olarak belirlenmiş paranın bugünkü değeri N, (2.5) eşitliğinin şu şekilde yazılmasıyla elde edilebilir:

$$N = F_n [1/(1 + f)^n] \quad (2.6)$$

Buradaki $[1/(1 + f)^n]$ çarpanına, "tek ödemede şimdiki değer faktörü" adı verilir [20,24,25].

Annüitenin Gelecek Değeri: Annüite, eşit zaman aralıkları ile yapılan eşit ödemeler olarak bilinmektedir. Buna göre, belirlenen sabit miktarlı ödemelerden ilki, birinci faiz dönemi sonunda yapılacaktır. Bu durumda her faiz dönemi sonunda birikecek para miktarları şöyle ifade edilebilir:

Bir dönem sonunda, $F_1 = A$

İki dönem sonunda, $F_2 = A(1 + f) + A$

.....

$$n \text{ dönem sonunda,} \quad F_n = A(1+f)^{n-1} + A(1+f)^{n-2} + \dots + A(1+f) + A \quad (2.7)$$

$$\text{veya} \quad F_n = A[(1+f)^{n-1} + (1+f)^{n-2} + \dots + (1+f) + 1] \quad (2.8)$$

(2.8) eşitliğinin her iki tarafı $(1+f)$ ile çarpılarak şu eşitlik bulunur:

$$F_n(1+f) = A[(1+f)^n + (1+f)^{n-1} + \dots + (1+f)] \quad (2.9)$$

(2.9) eşitliğinden (2.8) eşitliği çıkarılarak annüitenin gelecek değeri şöyle hesaplanabilir [20,24-27]:

$$F_n = A[(1+f)^n - 1]/f \quad (2.10)$$

Gelecek Değerin Annüitesi: İşletmelerde, belirlenen bir miktar parayı gelecekte sağlamak için kurulan bir fona, faiz dönemleri sonunda sabit A miktarlı ödemelerin yapılması gerekir. Eşit zaman aralıklarıyla yapılan bu ödemeler ile gelecekte birikmiş olacak bu fona, “amortismanla sağlanan fon” adı verilir. Fonda biriktirilmesi düşünülen miktara ulaşmak için, her faiz dönemi sonunda ödenecek A sabit miktarı, belirli bir gelecek değer annüitesi olarak adlandırılarak şu şekilde ifade edilir:

$$A = F_n f / [(1+f)^n - 1] \quad (2.11)$$

Buradaki $f/[(1+f)^n - 1]$ çarpanına, “amortismanla sağlanan fon faktörü” adı verilir [18,20,26,27].

Annüitenin Bugünkü Değeri: Gelecekte yapılacak sabit miktarlı ödemelerin bugünkü değerini bulmada yine $[1/(1+f)^n]$ ile verilen “tek ödemede şimdiki değer faktörü” kullanılır. Ödemeler serisinin her faiz dönemi sonunda ödenecek sabit A miktarlı taksitlerinin bugünkü değerleri şöyle elde edilebilir:

$$\text{Bir dönem sonunda,} \quad N = A[1/(1+f)]$$

$$\text{İki dönem sonunda,} \quad N = A[1/(1+f)] + A[1/(1+f)^2]$$

$$n \text{ dönem sonunda,} \quad N = A[1/(1+f)] + A[1/(1+f)^2] + \dots + A[1/(1+f)^n] \quad (2.12)$$

$$\text{veya} \quad N = A[(1+f)^{-1} + (1+f)^{-2} + \dots + (1+f)^{-n}] \quad (2.13)$$

olur. Son eşitliğin her iki tarafı $(1+f)^{-1}$ ile çarpılarak,

$$N(1+f)^{-1} = A[(1+f)^{-2} + (1+f)^{-3} + \dots + (1+f)^{-n-1}] \quad (2.14)$$

eşitliği elde edilebilir.(2.13) eşitliği, (2.14) eşitliğinden çıkarılarak,

$$N[(1+f)^{-1} - 1] = A[(1+f)^{-n-1} - (1+f)^{-1}] \quad (2.15)$$

bulunabilir ve $[(1+f)^{-1} - 1] = [-f / (1+f)]$ yazılarak, bu eşitliğin her iki tarafı $[-(1+f)]$ ile çarpılarak annüitenin bugünkü değeri şöyle ifade edilebilir [18,20,24-27]:

$$N = A[1 - (1+f)^{-n}] / f \quad (2.16)$$

Bugünkü Değerin Annüitesi: Belirli bir sermayeyi yeniden elde edebilmek için, sermaye değerini, gelecekte yapılacak ödemeler serisinin bugünkü değerleri toplamına eşit tutmak gerekir. Bunun hesaplanabilmesi için, ödeme dönemi sayısının ve faiz oranının bilinmesi gerekir. (2.16) eşitliği göz önüne alınarak, bugünkü değeri N olan parayı elde etmek için yapılacak A sabit miktarlı ödemelerin değeri şöyle bulunabilir:

$$A = N f / [1 - (1+f)^{-n}] \quad (2.17)$$

Buradaki $f / [1 - (1+f)^{-n}]$ çarpanına, "sermaye kurtarma faktörü" adı verilir [18,20,24-27].

2.4 Faiz

Para, zamana bağlı bir değişkendir. Bu değişken, genel olarak azalan bir fonksiyon olduğundan bugünkü para, gelecekteki değerinden daha kıymetlidir. Bu nedenle, her zaman dilimi (yıl, ay, üç ay, vb.) için belli bir miktar para, ana paraya ilave edilerek zamana karşı kaybedilen değer karşılanması amaçlanır. Buna da faiz adı verilir [18,26,27].

2.5 Eşitlik

Yapılan farklı uygulamalar sonucunda paranın belli bir zaman sonundaki değerinde aynı etkinin sağlanmasıdır.

Örneğin $i = \%7$ faiz oranı ile yatırılan 2000 US\$,

-hiç çekilmemek koşulu ile 10 yıl sonra,

$$2000(1+0.07)^{10}=3934.3 \text{ US\$},$$

-ilk 5 yılda her yıl 487.78 US\$ çekilmek, son 5 yılda hiç çekilmemek koşulu ile 10 yıl sonra,

$$487.78(1+0.07)^9+487.78(1+0.07)^8+487.78(1+0.07)^7+487.78(1+0.07)^6+487.78(1+0.07)^5=3934.3 \text{ US\$}$$

değerleri elde edilecektir. Bunlar eşit (özdeş) değerlerdir [18,20].

2.6 Devamlı Birleştirme

Annüite, belirli bir parayı bugün elde etmek için, önceden eşit zaman aralıklarıyla ödenmiş sabit taksitler olabilir. Bu durumda annüitenin bugünkü değeri, bu toplam paranın bugünkü değeri olur. Bu tür hesaplamalarda nakit akışının devamlı olduğu varsayılmaktadır. Bu varsayım, devamlı birleştirmenin temelini oluşturur. Nakit gelirleri veya nakit harcamaları, daima eşit zaman aralıklarıyla yapılmayabilir; yapılırsa bile ödeme miktarları farklı olabilir. Bu durumda devamlı birleştirmeden söz edilebilir [18,20-22].

2.7 Yatırım Malının Ekonomik Değer Ölçütleri

Bir yatırım malının değerlendirilmesinde kullanılan değer ölçütlerinin bazıları şunlardır [18,20]:

Defter Değeri: Bir yatırım malının işletme kayıtlarındaki değeridir. Malın maliyet değerinden, birikmiş amortismanların çıkarılmasıyla elde edilir.

Hurda Değeri: Malın, işlevini kaybettiği zaman satılması halinde, getireceği para miktarıdır.

Pazar Değeri: Malın, satın alınması durumunda, alıcı tarafından satıcıya yapılan ödeme miktarıdır.

Kullanılmış Değeri: Kullanılmış bir malın, ikinci el olarak tekrar satış değeridir. Malın satılma sebebi, bulunduğu yer, nakil olanakları ve yeni maliyet değeri gibi faktörler kullanılmış değeri etkilerler.

Oluruna Değer: Aracı tarafından saptanan, alıcı ve satıcı tarafından kabul edilebilen değerdir.

Kullanma Değeri: Bir yatırım malının, fiziksel varlığının dışında işlevi bakımından kazandığı değerdir.



3. RİSKİN TANIMI VE ANALİZİ

Gelecek, hem bireyler hem de işletmeler açısından belirsizlik taşımaktadır. Risk, gelecekte ortaya çıkması istenmeyen bir olayın gerçekleşme olasılığı olarak tanımlanabilir. Risk, ayrıca temel sigorta prensiplerinden biridir. Risk, maddi ve gerçek olma, belirsizliğin varlığı, geleceğe yönelik olma, muhtemel olma, meşru olma özelliklerini taşır. Risk yoğunluğunun tahmini, risk yönetiminden etkili bir sonuç alınabilmesi açısından önem taşımaktadır. Risk yönetimi, riskin tanımlanması, ölçülmesi, değerlendirilmesi, sınırlandırmaya yönelik koruyucu önlemlerin alınması ve kontrol aşamalarından oluşmaktadır. Risk yönetimi, aynı zamanda sanatsal ve bilimsel özelliği bir arada taşımaktadır. Risk yönetiminde, pek çok konuda sezgisel yargılara dayanılarak karar verilmektedir. Buna karşı, geçmişteki sayısal verilerden yararlanılarak ve varlıkların teknik özelliklerine uygun değerleri göz önüne alınarak, hasar tutarları ve olasılıkları belirlenir. Bu da risk yönetiminin, bilimsel ağırlıklı bir çalışma olduğunu ortaya koymaktadır.

Genellikle, yatırım kararı aşamasında yapılan projelerin riskleri açık bir şekilde ele alınmaz. Ancak, yatırımcılar ve yöneticiler, riskten kaçınan kimseler olduğu için projeler arasında seçim yaparken, bir projenin diğerinden riskli olup olmadığını göz önüne almak zorundadırlar. Bir yatırımın riski, o yatırımdan gelecekte sağlanacak verimin olası değişkenliği olarak tanımlanabilir. Risk, proje veriminin değişkenliği ile ilgili olup, gelecekte beklenen verim ne kadar değişken ise, yatırım da o kadar risklidir. Risk analizi, duyarlılık analizinin doğal ve mantıksal bir uzantısıdır. Risk simülasyonu, duyarlılık analizinde olduğu gibi, bir çözüm yaklaşımı olarak kullanılabilir. Risk simülasyonunun çıktısı, projenin riski konusunda ayrıntılı bilgi sağlar. Bu çıktı, yöneticilere projenin niteliği, nakit akışlarının kestirimine ilişkin sorunlar ve önemli belirsiz değişkenler konusunda daha fazla bilgi verir. Örneğin yöneticiler, kendilerine sunulan net şimdiki değer olasılık dağılımını değerlendirerek; projeyi düşük, orta ve yüksek risk sınırlarına ayırabilirler. Bu sınıflandırma, daha sonra uygun iskonto oranının belirlenmesinde yardımcı olacaktır. Ancak bu çıktı, proje ile işletmenin faaliyetlerinin tümü arasında bir ilişki kuramaz. Toplam riski

görebilmek için tek bir projenin, işletmenin mevcut faaliyetler cüzdanına olan etkisi ayrı bir simulasyonla belirlenebilir. Böylece, çeşitli karar seçenekleri konusunda daha çok bilgiyle donatılarak daha iyi kararlar verilebilir [28].

Bu bölümde, riskin tanımı yapılmakta, risk kaynakları ve türleri incelenmekte, risk yönetimi, kontrolü ve finansmanı konularında bilgi verilmektedir. Burada ayrıca, risk ve belirsizlik arasındaki ayrım ortaya konulmakta, risk belirleme süreci üzerinde durulmakta, risk analizine ilişkin bazı tanımlar verilmekte, proje riskinin kaynakları tartışılmakta, risk analizi yaklaşımının niteliği ve yatırım politikası ile stratejik planlamayla ilişkisi belirlenmektedir.

3.1 Riskin Tanımı

Risk sözcüğünün kökeni ya Arapça rızık/risk (risq) ya da Latince riziko (risicum) sözcüklerinden çıkmıştır. Rızık, kişiye Tanrı tarafından verilen ve üzerinden kar elde edilen herhangi bir şey olarak tanımlanabilir. Burada rızık, rassal (tesadüfi) ve istenen iyi bir sonuç anlamı kazanır. Riziko ise, bir denizcinin karşılaştığı kayalık bir alan gibi bir engel olarak tanımlanabilir. Burada riziko, rassal ve istenmeyen kötü bir sonuç anlamına gelir. Gerek İngilizce’de gerekse Türkçe’de risk (ya da riziko), kayıp, hasar tehlikesi ya da kayıp, hasar tehlikesi olasılığı, sigorta edilen şey ya da kimse olarak tanımlanır [29].

Finans literatüründe risk tanımına ilişkin farklı görüşler yer almaktadır. Bu görüşe göre risk, varlıkların değerlerinde meydana gelebilecek kayıp tehlikesidir. Diğer bir görüş ise riski, her türlü ekonomik faaliyetleri etkileyen ve işletmelerin planlanan faaliyetlerini tehdit eden tehlikeler olarak tanımlamaktadır. Risk, tüm ekonomik hareketlerin karşı karşıya olduğu ve işletmelerce kullanılan sermayenin kayba uğrama tehlikesi ya da kısaca başarısızlığa uğrama tehlikesi olarak da ifade edilebilir. Risk ile yatırım arasında yakın bir ilişki bulunmaktadır. Riskle ilgili kavramlardan biri de şanstır. Risk, şansın negatif şeklini yani şanssızlığı ifade etmektedir [30].

Gök bilimciler, gezegenlerin gelecekteki hareketlerini hesaplayabilir ve örneğin, bir sonraki güneş tutulmasının ne zaman olacağını tam olarak söyleyebilirler. Televizyondaki hava durumu tahmincisi gibi birçok kişi de, geleceği belli şüphelerle

sadece tahmin edebilir. Risk, ileriye dönük şüpheleri içeren bir kavram biçimidir [31].

Örneğin yarın yağmur yağma şansının %30 olacağını düşünen bir hava durumu tahmincisi, olasılıkları ile birlikte iki sonuç verir: (%30, yağmurlu) ve (%70, yağmursuz). Risk, bu tür olasılık ve sonuç çiftlerinin bir araya getirilmesi olarak tanımlanır. Daha genel olarak, gelecekteki n tane durum için risk şöyle tanımlanabilir [31]:

$$Risk \equiv [(L_1, O_1), (L_2, O_2), \dots, (L_i, O_i), \dots, (L_n, O_n)] \quad (3.1)$$

Burada O_i , L_i , sırasıyla i. sonucu ve onun olasılığını gösterir. O_i sonucundan elde edilebilecek faydayı (U_i), O_i sonucunun sebeplerini belirten nedensel senaryoları (CS_i) ve O_i sonucu ile etkilenen nüfusu (PO_i) da içeren genel bir risk tanımı şöyle ifade edilebilir [31]:

$$Risk = \{(L_i, O_i, U_i, CS_i, PO_i) | i = 1, \dots, n\} \quad (3.2)$$

Bu çalışmada risk, para, kar ve servete ilişkin belirsizlik gibi, finansal ve ekonomik açılardan ele alınmıştır. Risk, gerek belirsizlik gerekse belirsizliğin sonuçları olarak tanımlanabilir. Risk, karar ya da planlama ortamında sonuçların kestirilememesine bağlı olup, olasılık kavramlarıyla açıklanabilir. Risk tanımının daha iyi anlaşılabilmesi için, risk kaynakları ve türleri, risk yönetimi, risk kontrolü ve finansmanı konularının incelenmesi gerekmektedir.

3.1.1 Risk Kaynakları

Riskin sosyal, fiziksel ve ekonomik olmak üzere çeşitli kaynakları bulunmaktadır:

Sosyal Risk Kaynakları: Bireylerin çeşitli davranışları, çok sayıda zararın ortaya çıkmasına yol açabilir. Hırsızlık, kundaklama ve kazalar, sosyal risk kaynaklarıdır.

Fiziksel Risk Kaynakları: Hasara yol açan fiziksel olayların bir bölümü ise, bireylerin davranışlarının sonucu olarak ortaya çıkmaktadır. Fiziksel risk kaynaklarının başlıcaları, yangın ve doğal olaylar olarak sınırlandırılabilir.

Ekonomik Risk Kaynakları: Bireyler ve işletmeler, ekonomik koşulların sürekli değiştiği ortamlarda geleceğe dönük kararlar almaktadırlar. Ekonomik, mevsimlik ve

politik dalgalanmaların yol açtığı kriz ortamı, işletmelerde önemli kayıplara yol açmaktadır. Enflasyon, rekabet ya da arz ve talepteki değişimler, planlanan işletme faaliyetlerinin gerçekleşenler ile önemli farklılıklar göstermesine neden olmaktadır. Öte yandan teknolojiadaki hızlı değişimler, işletmelerde zorunlu uyum önlemlerinin alınmasına yol açmaktadır. Böylece, sosyal ve fiziksel kaynaklar gibi ekonomik olaylar da çeşitli risklere neden olmaktadır [30].

3.1.2 Risk Türleri

Risk, çalışma hayatının ayrılmaz bir parçasıdır. Birçok yönetici, çok çeşitli risklerle karşı karşıyadır. İş hayatında karşılaşılan riskler iki temel gruba ayrılabilir:

- Ticari ya da spekülatif riskler
- Mutlak ya da rassal (tesadüfi) riskler

Ticari riskler sermaye kullanımından, mutlak riskler ise doğal olaylar, çalışanlar, müşteri ve satıcılardan kaynaklanır. Ticari riskler, bir işin karlı olup olmaması, pazardan beklenen payın alınıp alınmaması, fiyat ya da maliyetlerin faaliyet sonuçları üzerindeki etkileri gibi belirli ölçülerde de olsa kontrol altına alınabilir ya da sınırlandırılabilir. Kural olarak, yatırımcılar bu tür riskleri üzerlerinde taşımaktadırlar; ancak, yatırımcılar bu riskleri kredi kurumlarına devredebilirler. Mutlak riskler ise, işin doğal yapısına bağlı olmaksızın meydana gelen, yatırımcının kontrol altına alamadığı ve beklenmeyen ani olayların meydana getirdiği hasarlardan oluşmaktadır. Bunlar doğal afetler sonucu ortaya çıkabileceği gibi insan hataları ve kasıtlı davranışlara bağlı olarak ta meydana gelebilirler [30].

Ticari riskler, çeşitli finans teknikleri ile bankalara ya da diğer finans kuruluşlarına devredildiği için sigortacılık kapsamı dışında kalmaktadır. Bu durumda sigortacılıkta risk yönetimi, mutlak risklerin belirlenmesi, ölçülüp değerlendirilmesi, kontrol altına alınması, ortadan kaldırılması ya da sınırlandırılması yolundaki risk mühendisliği çalışmaları ile riskin fiyatlandırılması ve devredilmesi şeklindeki çalışmaları kapsamaktadır. Bu çalışmalar, hem sigorta şirketi hem de müşteri açısından fayda/maliyet optimizasyonunu sağlayacak şekilde olmalıdır [30].

Sermaye kullanımına bağlı riskler, işletmenin finans kaynaklarıyla ilgilidir. Ayrıca, doğal olaylar dışındaki riskler, yanılma ve zarar kaynakları olarak adlandırılır. Bu tür

riskler, işletmenin kuruluş, organizasyon ve iş akışındaki yanlış karar ve davranışlar sonucu ortaya çıkarlar. Bu tür riskler aşağıdaki başlıklar altında sıralanabilir [30]:

Organizasyon ve Yönetim Riski

- Organizasyonun gereğinden fazla pahalı ya da yetersiz oluşturulması
- Genel yönetim giderlerinin çok yüksek olması
- Uygun bir iletişim sisteminin kurulmamış olması
- Muhasebe sistemlerinin yetersiz oluşu
- Maliyetlerin hatalı hesaplanması
- Sermayenin yanlış yönetimi
- Kapasitenin fazlasıyla yüksek tutulması
- İstatistiklerden yeterince faydanılmaması

Pazarlama Riski

- Yanlış fiyat politikasının uygulanması
- Satış ve dağıtım giderlerinin yüksek olması
- Yanlış bir iskonto sisteminin uygulanması
- Ürünlerin katkı oranlarının iyi belirlenmemiş olması ve kontrol edilmemesi
- Depolarda gerekenden fazla ya da az stok bulundurulması
- Satış organizasyonunun yetersiz olması, pazar araştırmalarının yapılmaması
- Güvenilir bir satış istatistiğinin tutulmaması

Üretim Altındaki Riskler

- Ekonomik olmayan üretim yöntemlerinin uygulanması
- Makine parkının hatalı yerleşimi ve etkin bir taşıma sisteminin olmaması
- Makine tesis ve aletlerinin kalitesizliği nedeniyle tamir ve bakım giderlerinin yüksek olması
- Yetersiz kontrol nedeniyle hatalı üretim yapılması
- Genel üretim giderlerinin yüksek olması
- Yapıların (konstrüksiyonların) elverişsiz olması
- İş akışının iyi organize edilmemiş olması
- Ücret sisteminin tutarsızlığı

Satın Alma Riski

- Satın alma yöntemlerinin hatalı olması

- Hammadde ve malzemenin israf edilmesi
- Üretilen malın niteliklerine göre aşırı yüksek ya da düşük kaliteli malzeme kullanılması
- Malzemenin yeniden kullanılmaması

Faaliyet ve Koordinasyon Riski

- Faaliyet derecesindeki önemli düşmeler
- Faaliyet derecesindeki değişmelere göre maliyetlerin kontrol edilememesi
- Personelde tam bir işbirliği anlayışının olmaması
- İşletmenin büyüklüğüne uygun sağlık ve sosyal önlemlerin alınmaması
- Bölümlerin temel işletme hedeflerinden uzaklaşarak koordinasyon sorununa yol açmaları

Bu risk alanlarında ortaya çıkabilecek tehlikeler işletme içinde alınacak önlemlerle ya da sigorta şirketlerinin danışmanlık önerileri ile en aza indirilebilir. Alınacak önlemlerin bir bölümü herhangi bir maliyete yol açmayan finansal kararlarla belirlenmekte, diğer bölümü ise sigorta yoluyla başkalarına devredilmektedir.

İşletmelerin etki alanlarına göre riskleri şöyle sıralanabilir:

- İşletme riski
- Pazar riski
- İşletmenin hukuki şekline bağlı risk
- Faiz değişme riski
- Kur riski
- Ülke riski

3.1.3 Risk Yönetimi

Risk yönetimi, riskin tanımlanması, ölçülmesi, değerlendirilmesi, sınırlandırılmasına yönelik koruyucu önlemlerin alınması ve kontrol aşamalarından oluşmaktadır. Risk yönetiminin amaçları şöyle sıralanabilir [30]:

- İşletme yaşamının sürekli kılınması
- Yöneticilerle rahatça düşünme ortamı sağlanması
- Gelirlerde istikrar sağlanması
- Üretimin kesilmesinin önlenmesi

- Sürekli büyüme fırsatlarının elde edilmesi
- Sosyal sorumluluğun yerine getirilmesi, iyi imajın korunması

Her müşteri için, bu amaçların tümü geçerli olmayabilir. Risk yönetiminin en büyük katkısı, başarı ile başarısızlığı ayırmaktır. Diğer bir katkısı ise, maliyetlerin azaltılmasıdır. Risk yönetimi, işletmenin karlılığını dolaylı olarak artırır. Etkin bir risk yönetimi, işletme ile ilişkisi olan kişi ya da kuruluşların olumsuz etkilenmelerini önler.

3.1.4 Risk Kontrolü

Bir ticari faaliyete başlamadan önce, işin riski ve karı karşılaştırmalı bir şekilde birlikte değerlendirilmelidir. Bu karşılaştırma, riski sınırlandırmaya yönelik bir önlem olup, işletmenin kuruluşundan itibaren her aşamada sürdürülmelidir. Bu tür incelemeler işletme sahipleri, yöneticiler ya da bu alanda hizmet veren danışmanlık bürolarına yaptırılmaktadır. İşletme organizasyonundaki iletişim sistemi yardımıyla, riskler önceden belirlenerek gerekli önlemler alınabilir. Bu önlemlerin başlıcaları satın alma, üretim ve satış tekniğine ilişkin incelemeler ile işe alınan her personele gerekli deneyim kazandırılmasıdır. Yapılan incelemeler ve alınan önlemlerin işletmeye belirli bir maliyeti olmasına rağmen, bu maliyet, işletmeye sağladığı avantajlar yanında oldukça düşük kalmaktadır.

Riske girme, işletmelerin var oluşlarının bir sonucudur. Riske girmemek ya da riski başkalarına devretmek, aynı zamanda kardan kaçınmayı da ifade etmektedir. İşletmelerde, alınan çeşitli önlemlerle riskin etkisi mümkün olduğunca azaltılmaya çalışılır. Örneğin, yasal şekil, kuruluş yeri, üretim şekli ve kapasite seçimi, dağıtım kanalı ve finansman şekli belirlenirken, her zaman bilinçli olarak bazı risklere girilmektedir. Riskin azaltılması yönündeki önlemler, koruyucu önlemler olarak adlandırılır. Bu önlemler işletme içi ve dışı önlemler olarak sınıflandırılabilir.

Risk yöneticisi, işletmeyi tehdit eden riskleri belirleme, ölçme ve değerlendirme yaptıktan sonra alınabilecek önlemleri belirlemekle görevlidir. Burada iki temel yol izlenmektedir: Birinci yol, işletmeye zarar verebilecek olası mal, sorumluluk ve personel kayıplarını en aza indirmektir. Bu tür çalışmalar riskten kaçınma, hasar kontrolü, ayırma, birleştirme ve bazı risk transfer işlemlerini içine alır. İkinci yol ise, hasar meydana geldiği anda söz konusu kayıpları karşılamak bakımından maliyeti en

düşük olan yolu belirlemektir. Oluşturulan bu risk fonu, hasarlı mal ya da malzemeyi onarma, sorumluluk tazminatlarını sonuçlandırma, işletme sahibi ya da çalışanlarının azalan sayısını ve iş göremez olanların yerine yenilerinin bulunması, aksayan hizmetleri düzenleme ve yenileme durumlarında gerektiğinde kullanılacaktır [30].

Meydana gelebilecek yaralanmaları, mal, malzeme ve insan kayıplarını önlemek, risk kontrolünün amaçlarıdır. Risk yönetimi, kişi veya kuruluşların gelecekteki karlılıklarını olumsuz etkileyebilecek olaylarla ya da maddi ve manevi kayıplarla ilgilenir. Bu olaylar, kişilerin dışında veya faaliyetleri sonucu meydana gelebilir. Kişilerin dışında meydana gelen olayların kontrol altına alınması daha zordur. İnsan hatası yanında sistem bozukluğu, kötü dizayn, eğitim yetersizliği, hatalı personel seçimi ve örgütsel yetersizlik te hasarlara neden olabilir. Hasarın kontrol altına alınması açısından, her fiziksel mal riski için bir fiziksel analiz yapılması gerekir. Sigorta konusu, birimler arasında risk açısından bir denge oluşturmalıdır. Riskin kabul edilmesi ya da finansmanı yoluna gidilmesinde karar kriteri, riskin potansiyel şiddetidir. Riskin potansiyel şiddetinin düşük olduğu durumlarda kabul edilmesi yönünde karar alınırken, organizasyon üzerindeki etkilerinin tam belirlenemediği durumlarda ise finansman yoluna gidilmektedir. Riskin oluşmasından başkalarının sorumlu olması durumunda, riskin sigortacılık dışına transferi ele alınmaktadır. Burada, yapılan sözleşmede yer alan tazminat koşulları belirleyici olmakta ve konunun hukuki boyutu da önem taşımaktadır.

3.1.5 Riskin Finansmanı

Riskin azaltılması ve ortadan kaldırılmasına yönelik yöntemlerin sağladığı yararlar yanında maliyetleri de gözardı edilemez. Riski azaltmak için alınan önlemler, risk finansmanı ile karşılıklı etkileşim içindedir. Risk finansmanı, oluşan bir olay sonucunda ortaya çıkan zararın en kısa sürede karşılanması için gerekli fon kaynaklarını bulma faaliyetlerini içerir. Risk, işletmenin kendi olanakları, borçlanma yoluyla bulunan fonlar ve sigorta ile finanse edilebilir. Bu finans kaynaklarının üstünlük ve sakıncalarını belirlerken, nakit akışı, vergilendirme, pay başına sağlanan kar, maliyet ve rekabet durumunun özenle değerlendirilmesi gerekir. Öte yandan hasar öncesi ve sonrası finansman ayrımının da yapılması gerekmektedir. Sigorta işleminde prim ödenmesi, hasar öncesi katlanılan maliyete bir örnektir. Hasar sonrası finansmanda ise hasarın onarılması, hasara uğrayan varlığın yenilenmesi ya da

sorumluluktan dolayı tazminat ödenmesi ile karşı karşıya kalınabilir. Bu amaçla işletme, likit varlıklarının kullanımı, borçlanma ya da sermaye artırımı yoluna gidebilir; bundan kaynaklanan finansal maliyetler de ana para, faiz ve kar payı ödemeleri, hasar sonrası ortaya çıkabilir [30].

Beklenen hasar değerlerinin önemli miktarlara ulaşması nedeniyle, maliyetleri daha uzun bir döneme yayabilmek bakımından risk fonu oluşturulabilir. Böyle bir fonun finansmanı, belirli bir sermaye tutarının fona aktarılması ya da sigorta primleri gibi periyodik ödemelerle gerçekleştirilebilir. İşletmenin nakit akışı değişken olduğu için fona ödemeler de buna göre değişebilir ve sigorta primi ödemeleri gibi mevcut finansal duruma bakılmadan sabit ödeme zorunluluğu yoktur. Hasar sonrası faaliyetleri finanse etmede kullanılabilecek finansman yollarından biri de banka kredisi kullanmaktır. Riskin işletme kaynaklarından finansmanı da mümkün olabilir. Bu daha çok orta büyüklükteki işletmelerde sık sık ortaya çıkan ve karşılanması kolay olan küçük riskler için söz konusudur. Ayrıca sigortalanamayacak bir riskin varlığı halinde de işletme, riski kendi üzerinde tutmak zorunda kalacaktır. Bazı işletmeler karların yüksek olduğu yıllarda, daha düşük kar sağlanacak yıllarda ortaya çıkabilecek hasarları karşılamak amacıyla, bir fon ayırırlar. Sigorta primi ödemelerinde olduğu gibi bu fonlarda da vergi indirimi söz konusu olsa işletmeler bu tür fonları oluşturmaya ilgi gösterebilirler. Riski finanse etmenin diğer bir yolu da sigorta yaptırmaktır. Sigorta konuları şöyle sıralanabilir:

- Duran varlıklar
- Dönen varlıklar
- Kar kaybı
- Sorumluluklar
- Yöneticiler ve çalışanların sağlıkları
- Araçlar
- Makina kırılması
- Elektronik cihaz

3.2 Risk ve Belirsizlik

Sonuçlar konusunda bir anlaşmaya varılıp olasılık dağılımları çıkarılabiliyorsa risk, bu konuda herhangi bir anlaşmaya varılamıyorsa belirsizlik söz konusudur. Bir başka

ayrım ise şöyle yapılabilir: İstatiksel olaylar için risk, istatiksel olmayan olaylar için belirsizlik söz konusudur. İstatiksel olaylar yinelenabilir özelliktedir. Ancak bir çok karar durumu tek olup, yinelenbilir nitelikte değildir. Bu nedenle, olasılık kurallarıyla tutarlı (istatiksel ya da nesnel) olan istatiksel olmayan ya da öznel olasılık değerlendirmelerinin yapılması gerekmektedir [32,33]. Bu ayrım kavramsal olarak yararlı olsa bile, risk belirleme ve analizi uygulamalarında çok sınırlı bir anlam taşımaktadır. Bu nedenle, bu iki kavram genellikle aynı anlamda kullanılmaktadır.

3.3 Risk Belirleme Süreci

Risk ve belirsizlikle karşı karşıya kalınması durumunda, aşağıda belirtilen sırada bir yaklaşım izlenebilir: Riskin tanımlanması, riskin ölçülmesi(tahmin edilmesi), riskin yargılanması ve riskin değerlendirilmesi. Buradaki incelemeler daha çok yatırım projeleri dikkate alınarak yapılmaktadır.

3.3.1 Riskin Tanımlanması

Riskin tanımlanması, riski oluşturan sebeplerin kısa zaman içerisinde veya kayba dönüşmeden önce saptanmasıdır. İşletmenin karşılaşılabileceği riskler belirlenmedikçe belirli olmayan bu risklerin en iyi çözümünün bulunması mümkün olamayacaktır. İşletmelerin farkında olmadan bu riskleri üzerinde taşıması faaliyetlerini olumsuz yönde etkileyebilmektedir. Riskin tanımlanması aşamasında, riskli olduğu düşünülen önemli değişkenlerin etkileri ve nitelikleri konusundaki belirsizlikler azaltılmaya çalışılır. Burada belirsizliğin azaltılması ve sorunun çözülmesinde yardımcı olabilecek bilgiler daha iyi belirlenebilir. Önemli değişkenleri ve onların belirsiz etkilerini bulabilmek için geleceğe yönelik planlama araçları kullanılabilir. Örneğin, gelecekteki işletme olanaklarını belirleyebilmek için en iyi, en olası ve en kötü şeklinde geleceğe ilişkin senaryolar geliştirilebilir ve bu senaryolara ilişkin çeşitli olaylar tanımlanabilir. Bu tür araçlar ve yöntemler, önemli değişkenlerin ve onların belirsiz etkilerinin yönetim tarafından kavranmasını kolaylaştırabilir; ancak bunlar yaratıcılık, sorun çözme, girişim yeteneği gibi yönetsel becerilerin yerine geçemezler [30,34].

3.3.2 Riskin Ölçülmesi

Tek bir projenin riski ile toplam risk birbirinden çok farklıdır. Bu nedenle riskin ölçülmesinin bir amacı da, projelerin tek olarak hangi risk sınıflarına gireceğini belirlemektir. Bu aşamada, şans olaylarına ilişkin öznel olasılık dağılımları belirlenir. Bu dağılımlar, projenin riskini belirlemeye çalışan risk simülasyonu çözüm yönteminin girdilerini oluşturur. Kurulan model çözülerek ilgili değişkenlere ilişkin olasılık dağılımları elde edilir. Bu çalışma, projenin bireysel riskinin yüksek, orta ya da düşük olup olmadığı konusunda bilgi verir; fakat projenin üstlenilmesinin iyi ya da kötü olacağı konusunda hiç bir şey ifade etmez. Bu konudaki yargı, işletmenin toplam riski ile stratejik faktörlere dayanır [34,35].

Yatırım projelerinde olduğu gibi herhangi bir işteki olası bütün kayıpların belirlenebilmesi ve böylece riskin ölçülebilmesi için, önce bir kontrol listesine sahip olmak gerekmektedir. Daha sonra yapılması gereken şey, sistematik bir yaklaşımla, ilgili iş kolunun kontrol listesindeki potansiyel kayıpların hangisi ile karşı karşıya olduğunu ortaya çıkarmak ve riskleri tanımlamaktır. Bu durum, kontrol listesinin uygulanması aşamasıdır. İşletmelerin tüm yönleriyle sistemli bir şekilde araştırılabilmesi için, risk analizi anketinin oluşturulması, finansal tablolar yöntemi, akım şeması yöntemlerinin kullanılması, yerinde denetimler ve çevre analizi yapılması, işletme dışındaki diğer bölümlerden yararlanılması, geçmiş kayıpların istatistiksel kayıtlarının dikkate alınması, kayıp sıklığı ve yoğunluğunun hesaplanması gerekmektedir. Burada dikkat edilmesi gereken şey, her bir yöntemin diğerini tamamlıyor olmasıdır. Risk tanımlaması sürekli bir süreçtir ve kayıplar sürekli değişebilir. İşletmenin karşılaşılabileceği olası kayıpların kontrol listesini uygulamak, listelerdeki eksik kısımların tamamlanmasını sağlayacaktır [30].

Olasılık dağılımları kullanılarak, yukarda sözü edilen yöntemlerden daha kapsamlı risk ölçümleri yapılabilir. Bu dağılımlar modern işletmecilikte sıkça kullanılmaktadır ve ihtiyaç duyulan veri kaynakları giderek gelişmektedir. Olasılık dağılımlarına dayalı risk yönetimi, kayıpların üç ayrı şekilde ölçülmesini içermektedir:

- Yıllık toplam maddi kayıp
- Yıllık olay sayısı
- Her olaya düşen maddi kayıp tutarı

Olasılık dağılımları, herbir olası olay için, olayın gerçekleşme olasılığını gösterir. Herhangi bir olay sonucunda olabilecek bütün kayıplar hesaba katılmalı, her kaybın finansal açıdan etkisi düşünülmeli, tek bir olaydan birkaç birimin birden etkilenebileceği düşünülerek geniş bir zaman dilimine yayılmış kayıpların bugünkü değerleri kullanılmalı ve bir dönem içerisinde birden fazla kazanın olabileceği hesaba katılmalıdır [30].

3.3.3 Riskin Yargılanması

Yönetimin yargısı, sonuçta işletmenin toplam riski konusunda bir yargıyı içermelidir. Bu nedenle her bir projenin, toplam riske olan etkisi göz önüne alınmalıdır. İşletmenin amacı ortakların servetini artırmaksa; yönetimin, getirisi (verimi) sermaye piyasasında beklenen getiriyi aşmayan projelere yatırım yapmaması gerekmektedir. Sermaye piyasasında getiri, risk pirimlerini içermektedir. Yüksek riskli projeler, sermaye piyasasındaki fırsatlara bağlı olarak yüksek getiri sağlamalıdır. Bu nedenle benzer projeler, mevcut riske göre ayrı ayrı sınıflandırılmalı ve bu risk sınıfına giren projeler için riske göre ayarlanmış uygun iskonto oranları çıkarılmalıdır. Böylece riske göre ayarlanmış oranlar kullanılarak projenin, işletmenin pazar değerine olası net etkisini veren net şimdiki değer rakamları belirlenebilir. Çünkü bu yaklaşım, tek bir projeyle işletmenin toplam riski arasındaki ilişkileri göz önüne almaktadır. Bu sürecin çıktısı, işletmenin pazar değerine projenin olası etkisini gösteren projenin net şimdiki değer rakamıdır. Bu aşamada, proje konusunda bir değerlendirme yapılmalı ve sonuç olarak kabul ya da red konusunda bir karara varılmalıdır [34,36].

3.3.4 Riskin Değerlendirilmesi

Bir projenin değeri yargılanırken yalnızca yukarıdaki düşünce biçimi yeterli değildir, ayrıca soyut ve ölçülemeyen etmenler de göz önüne alınmalıdır ve hesaplamalarda kullanılan tüm varsayımların net şimdiki değere olan duyarlılığı denenmelidir. Bu aşamadan sonra projenin benimsenmesi söz konusu olabilir. Proje seçiminde soyut etmenlere karşı olası tutum, genellikle daha fazla önem kazanabilir. Bu tür etmenler, rekabete ilişkin ve örgütsel ya da toplumsal niteliği olan stratejik etmenlerdir [34,36,37].

3.4 Risk Analizine İlişkin Bazı Tanımlar

Risk analizi, stratejik kararların alınmasında kullanılan değişkenlere bağlı olan riskin, kapsamlı olarak incelenmesini sağlayan yöntemlerin bütünüdür. Bir başka deyişle, ilgilenilen değişkene ilişkin kestirim, olasılık dağılımı olarak ortaya konur. Olasılık dağılımını elde etmede iki yöntem vardır: İlk yöntem analitik yöntem olup, bu yöntemle, belirlenen yapısal modele göre bireysel kestirimler (örneğin, satışlar ve maliyetlerin olasılık dağılımları) matematiksel olarak birleştirilerek net şimdiki değer gibi son değişkenin olasılık dağılımına ilişkin parametreler elde edilir. İkinci yöntem Monte-Carlo simülasyon yöntemi olup, bu yöntemle, yapısal modele dayanarak bir dizi denklem oluşturulup, net şimdiki değer gibi, son değişkenin olasılık dağılımına ilişkin parametreler elde edilir. Burada dağılımların matematiksel olarak birleştirilmesi söz konusu değildir. Kuşkusuz her iki yöntemde de tüm girdilerin, olasılık dağılımları olarak modele alınması zorunlu değildir. Duyarlılık analizi sonucunda duyarlı olduğu belirlenen değişkenler, modele rassal (tesadüfi) değişkenler olarak alınabilir [35,37,38].

Risk analizi, kestirim ve planlama, işletme risk durumu, belirsiz olan işletme çevresinin ayrıntılı olarak incelenmesi, toplumsal, siyasal, ekonomik, teknolojik gelişmelere ilişkin olarak senaryo geliştirme, risk ve belirsizliğin ele alınması gibi alanlara girdi sağlayarak stratejik yönetimde önemli bir işlev görmektedir [30,34].

Risk analizi yöntemi, gerek girdi tahmini gerekse karar aşamasında yönetsel yargıya dayanmaktadır. Karar, sorunun niteliği ve etkileri konusunda yönetsel varsayımların açıklığa kavuşturulmasında olduğu kadar, yöneticiler arasında karar üzerinde iletişimi, tartışmayı ve ilişkiyi iyileştirici bir araç olarak çok yararlı olabilir. Ancak yönetsel yargının yerini alamaz [34].

Risk analizi, yatırım projelerinin değerlendirilmesinde önemli bir yer tutmaktadır. Risk analizi, yatırım kararlarında kullanılabileceği gibi, tüm karar sorunlarını kapsayan verilerin incelenmesinde de kullanılabilir. Muhasebe ve finans işlemlerinde yatırımları değerlendirmek için kullanılan geri ödeme dönemi, muhasebe verim oranı, iç verim oranı, net şimdiki değer gibi ölçütler, risk analizinde de geçerli, uygulanabilir ölçütlerdir. Bu ölçütler, olasılık dağılımları olarak ortaya konmaktadır.

Ancak risk analizinde kullanılan ölçütler yukarıdakilerle sınırlı olmayıp, başka ölçütler de kullanılmaktadır [30,32,35,37,39,40].

3.5 Risk Analizine İlişkin Ölçme Sorunları

Risk analizinde ölçme sorunlarının açık bir biçimde incelenmesi gerekmektedir. Çünkü analiz, karar sorununun tasarlanmasına, rassal olayların ve her bir ilgili değişkenin dağılımı konusunda hesaplamalar yapılmasına bağlıdır. Burada risk analizine ilişkin ölçme sorunları ele alınıp, bu sorunlar risk analizinde izlenen karar süreci aşamalarına (karar sorununun tasarlanması, belirsizliğin hesaplanması ve en iyi stratejinin seçilmesi) uygun olarak incelenmektedir. Bu arada ölçme sorunları ile yakından ilgili olan bağımlılık ilişkisinin hesaplanmasına da kısaca değinilmektedir.

3.5.1 Karar Sorununun Tasarlanması

Burada tartışılması gereken en önemli sorun, karar sorununun nasıl ayrıştırılacağıdır. Başka bir deyişle, gerçeğin gereksiz ayrıntılara girmeden nasıl modelleneyeceğidir. Bu sorunun cevabında kolay olmamakla birlikte, yapılması gereken iki iş vardır: Önce sorunun anlaşılması ve yapısının matematiksel olarak ifade edilip, tanımlanması süreci ele alınmalıdır. Daha sonra yapısal modelin seçimi, değişkenlerin ve aralarındaki bağımlılığın anlaşılması süreci ele alınmalıdır. Bu iki sürecin başlıca öğeleri olan bilgi, planlama, zaman boyutu ve eleme aşağıda anlatılmaktadır [34,36].

Bilgi: Karar sorunu konusunda daha önce var olan bilgi ve bunun karar sorununa olacak olası etkisi ele alınarak karar sorununun ayrıntılı bir planı çıkarılabilir.

Karar Sorununun Ayrıntılı Bir Planının Yapılması: Karar sorununun kavramsal olarak ayrıntılı planı, akım şeması, karar ağacı ya da benzeri grafiksel ve sözel yaklaşımlarla yapılır. Böyle bir planın şunları göstermesi beklenir:

- Karar sorununun sınırları belirlenir. Karar sorununun stratejik bir karara ilişkin olup olmadığı daha iyi anlaşılır.
- Soruna ilişkin ilgili değişkenler belirlenir.
- Olası seçenekler kümesi belirlenir.
- Ölçütler, amaçlar modelin istenen girdileri olarak tanımlanır. Örneğin, firmanın amaçları nedir, sorusuna verilen yanıt bir girdi olarak modele alınır.

Bu ayrıntılı plan, yalın bir karar ağacı biçiminde sunulabilir. Sunulan karar ağacı, kurulacak modelin ilk aşaması olup, modelin varsayımları konusunda tartışmalar için bir temel oluşturur. Yapısal modelin oluşturulması, sorunun daha sonra yapılacak analizi için çok yarar sağlayacaktır.

Kurulan model, sonuçların değerini (örneğin net şimdiki değer, net nakit akımı) hesaplamak için kullanılacaktır. Modeli daha anlamlı yapmak düşüncesiyle nakit akımı kestirimleri için alt modeller de kurulmalıdır. Bu durumda model, değişkenler arasındaki ilişkilerin anlaşılmasını kolaylaştıracaktır. Böyle bir modelin kurulmasıyla, karar değişkenleri arasındaki bağımlılığı, nakit akımlarının özelliklerini ortaya koymak kolaylaşacaktır. Model, ayrıca koşullu olasılık dağılımları için bir temel oluşturacaktır. Böyle bir durumla karşılaşıldığında ek bilgilerin toplanması gerekecektir.

Özet olarak bu aşamada karar ağacı, sorunun toplu bir çerçevesini ve sorunun analizi için gerekli tahmin ve girdileri sağlayacaktır. Bu girdiler, nakit akımı projeksiyonu alt modelleri, belirsiz değişkenlerin olasılık dağılımları ve işletme amaçları açısından sonuç ölçütlerinden oluşacaktır.

Zaman Boyutu: Yatırımın ekonomik ömrünün belirlenmesi, projenin ömrü konusundaki belirsizliğin net şimdiki değer standard sapmasına olan etkisinden dolayı büyük önem taşımaktadır. Zaman boyutu sorunu çözüldükten sonra karar sorunu, hesaplama kolaylığı amacıyla alt dönemlere (yıllara) ayrılır. Bu durumda, karar sonuçları dönem dönem işlem görür ve ekonomik ömür, bir olasılık dağılımı ile açıklanabilir.

Zamanın, yatırım kararı sürecine iki ayrı etkisi daha vardır: Önce, değişik zaman dönemlerinde değişen enflasyon oranları nakit akımlarına ilişkin hesaplamaları karmaşıktırabilir. İkinci olarak, nakit akımları için zaman tercihi söz konusudur. Bu, pozitif nakit akımlarının ilk yıllarda oluşturulmasının tercih edilmesi demektir. Bu işlem, firmanın sermaye maliyeti kullanılarak nakit akımlarının iskontolanmasıyla yapılabilir.

Eleme: Gereksiz değişken ve seçenekleri belirlemek için kullanılan duyarlılık analizi ve matriks modelleri eleme sürecinde kullanılır. Bu eleme süreciyle yapısal model, belli bir değişikliğe uğrar ve yalınlaşır.

3.5.2 Belirsizliğin Ölçümü

Belirsiz olaylara ya da değişkenlere ilişkin hesaplamalar yapılması işlemi, üç ayrı aşamadan oluşur: Öncelikle, bu işi yapacak kişi veya kişilerin bu konuda bir deneyim ve eğitimi olmalıdır. İkinci aşama, varılan yargının olasılık kavramlarıyla nicelleştirilmesine ilişkindir. Üçüncü aşama, doğrulama ve ayarlama aşaması olup, hesaplamaların tutarlı olup olmadığı bu aşamada denetlenmektedir.

Simülasyon analizinde, olasılık dağılımlarının tanımlanması önemli bir konudur. Bu dağılımları tanımlamadan gerçek dağılımları bulmak imkansızdır. Ancak tanımlanan dağılımların, uzmanların yargısını temsil etmeleri gerekmektedir. Bu nedenle uzmanların yargısı, olasılık dağılımlarına dönüştürülürken büyük özen gösterilmelidir. Aşağıda kesikli ve sürekli değişkenler için olasılık dağılımlarının nasıl çıkarılacağı anlatılmaktadır.

Kesikli Bir Rassal Değişken İçin Olasılık Dağılımlarının Elde Edilmesi: Rassal bir değişken için kesikli ve az sayıda olası sonuç sözkonusu ise, doğrudan her bir olaya olasılıklar atanabilir. Örneğin, yeni bir vergi yasasının, içinde bulunulan yıl içinde çıkarılıp çıkarılmayacağı konusunda olasılık hesaplaması gerektiğinde, geçmişe ilişkin bilgiler ve öznel yargılar kullanılarak bu olaylara sözgelimi, 0.10 ve 0.90 olasılık değerleri atanabilir [34,36].

Sürekli Bir Rassal Değişken İçin Olasılık Dağılımlarının Elde Edilmesi: İlgilenilen rassal bir değişken çok sayıda değer alabilir. Örneğin karar verici, işletmenin bir sonraki yıl gerçekleştireceği satış miktarının 100.000-500.000 arasında değişeceğini düşünebilir. Bu durumda, her bir birim için olasılıkların hesaplanması anlamsızdır. Bu nedenle, rassal değişken sürekli bir değişken olarak ele alınıp ve bu değişkenin, seçilmiş bazı aralıkları için olasılık hesaplamaları yapılarak birikmeli olasılık fonksiyonu oluşturulabilir. Bu konuda iki yaklaşım vardır [34]:

- Veriler, biçimsel olarak işlenmeksizin doğrudan birikmeli olasılık dağılımı oluşturulur.
- Geçmişteki bazı veriler kullanılarak birikmeli olasılık dağılımı oluşturulur.

Blok Oluşturma Yaklaşımı: Bu yaklaşımda, olasılık dağılımı bir uzman tarafından tanımlanır. Uzman, yargısını aşağıda açıklanan yöntemle bir olasılık dağılımına dönüştürür:

- Olası değerleri kapsayan bir aralık seğer;
- Bu aralığı, değişik olasılıkları olduğuna inandığı daha fazla aralığa böler;
- Bu aralıklara, olasılıkların toplamı 1 olana kadar olasılıklar atar;
- Eğer bu aralıktaki olasılıkların farklı olduğuna inanıyorsa, aralıkları alt aralıklara böler;
- Bu sürece, yargısını en iyi temsil eden bir dağılıma ulaşıncaya kadar devam eder.

Bu süreç çoğunlukla uzmanı, sürekli bir dağılım olan aşamalı dikdörtgen (dikdörtgen adımı histogram) ya da kesikli dağılıma götürür. Bu dağılımın üstünlükleri de şunlardır:

- Uzman, yargısını ortaya koymada tam bir özgürlüğe sahiptir,
- Bu yöntem ayrıca, var olan tüm bilgiyi kullanma ilkesine de uygun düşer.

Yine bu yöntemle elde edilen histogram düzgünleştirilerek normal, üçgen gibi standart dağılımlar elde edilebilir [34].

3.5.3 Bağımlılık İlişkisinin Hesaplanması

Net şimdiki değeri (ya da başka bir ölçütü) etkileyen etkenler (değişkenler) bağımsız olmayabilir. Uygulamada değişik değişkenlerin olasılıkları arasında karşılıklı bir ilişki (korelasyon) vardır. Örneğin, satılan malın miktarı, malın fiyatı ile karşılıklı bir ilişki içinde olabilir. Böyle bir bağımlılık halinde birbiriyle ilişki içinde bulunan değişkenler birarada ele alınmalıdır. Bu amaçla, birbiriyle ilişkili olan değişkenlerin birleşik olasılık dağılımları geliştirilmelidir. Bu ise tahmin sorununa büyük yükler getirmektedir. Bu aşamada, ayrıntı düzeyine ilişkin seçim kararı ele alınmalıdır. Bu seçimin niteliği şöyle açıklanabilir: Örneğin, yatırım projesinde üretim maliyeti değişik ayrıntı düzeyinde ele alınabilir [32,34].

Sorun, olasılık dağılımının hangi ayrıntıda tanımlanmasıyla ilgilidir. Örneğin, üretim maliyeti adı altındaki tek bir olasılık dağılımının mı; maddeler, çeşitli genel imal giderleri, ücret ve maaşlar adları altında üç değişik olasılık dağılımının mı ya da daha

ileri giderek bir alttaki düzeyde yer alan değişkenlerin mi tanımlanması gerektiğine karar verilir.

Ayrıntı, yargıların daha kolay açıklanmasını sağladığı için yararlıdır. Ancak bu ayrıntı, değişkenler arasında karşılıklı ilişkinin açık olarak ortaya konulmasını gerektirir. Bu da genellikle kolay bir iş değildir. Ayrıntının sınırlandırılması, karşılıklı ilişkilerin ve bağımlılıkların kapalı olarak ele alınması demektir. Üretim maliyetinin olasılık dağılımının tanımlanması istenirse, hammadde ile enerji arasındaki bağımlılığın açık olarak ele alınması gerekmez. Tanımlanan dağılım, bu ilişkiyi kapalı olarak ele almaktadır.

Sonuç olarak ayrıntı düzeyi, yargının açık olarak ifade edilmesinin getirdiği üstünlük ile ayrıntılı analizin karmaşıklığı arasındaki dengeye dayanmalıdır. Bağımlılığın etkisi herhangi bir dağılımın biçiminden daha önemli olduğu için, çok az bir ayrıntı en iyi yoldur.

Risk simülasyonunda şu bağımlılık biçimlerinin varlığı söz konusu olabilir[33,34]:

- Bağımlılığın hiç olmaması, proje değişkenlerinin karşılıklı olarak bağımsız olması durumu,
- Toplam bağımlılık,
- Kısmi bağımlılık.

Bağımlılığın hiç olmaması varsayımı, analizde belirsiz değişkenlerin bağımsız olarak örneklendirilmesi sonucunu doğurmaktadır. Bu varsayım, koşullu olasılıkları göz önüne almaksızın bağımsız olasılık dağılımlarına ilişkin verilerin bile deneyimli kişilerden alınmasının pek kolay olmaması nedeniyle tercih edilmektedir. Bu varsayımın benimsenmesinin bir başka nedeni ise model kurma sürecini sadeleştirmesidir. Son olarak, değişkenler arasındaki karşılıklı ilişkilerin kapalı bir biçimde ele alındığı savunulmaktadır [34,36].

Ancak gerçekte bağımlılık söz konusu ise, daha önce de belirtildiği gibi, net şimdiki değerin beklenen değerinde herhangi bir değişiklik olmamasıyla birlikte, bu dağılımın standart sapması yüksek bir değer alabilmektedir. Risk analizinin amacı, herhangi bir ölçüt değişkenin değişkenliğini ortaya koymak olduğuna ve bu

değişkenlik standart sapma ile ölçüldüğüne göre, standart sapmanın bu şekilde tahmini risk simülasyonunun geçerliliğini yok etmektedir.

Toplam bağımlılık varsayımı özel bir konu olup, oldukça sınırlı durumlarda söz konusudur. Toplam bağımlılık değişik biçimlerde tanımlanabilir. Örneğin, x ve y gibi iki değişken arasında mükemmel bir pozitif ya da negatif bir korelasyon olabilir. Bu varsayım, x ve y 'nin marjinal dağılımlarının özdeş matematiksel biçimlere sahip olmaları anlamına gelir. Bu durumda, x dağılımından bir örnek seçildiğinde, bir nokta belirlenmiş olacaktır. Daha sonra, y dağılımından da aynı nokta değer seçilecektir. Ancak, bu varsayım pek yararlı bir varsayım değildir. Başka bir deyişle, iki dağılım da değişik matematiksel biçimlere sahip olabilir [34,36].

Ancak, uygulamada değişkenler arasında kısmi bir korelasyon söz konusudur. Bu konuda bir yöntem geliştirilmiştir. Önce bağımsız değişken için marjinal bir dağılım, daha sonra bu dağılıma dayanılarak bağımlı değişken için bir dizi koşullu olasılık dağılımları elde edilir. Bu koşullu olasılık dağılımları, bağımsız değişkenin değerine ya da belirlenen aralığına bağlı olacaktır. Burada yapılan örnekleme, koşullu örnekleme olarak adlandırılır. Daha açık bir anlatımla, her bir simülasyon denemesinde bağımsız değişken için bu örnek seçilmekte ve bu değer hangi koşullu olasılık dağılımları dizisinin daha sonraki örnekleme için seçileceğini belirtmektedir [34,36].

Yukarıda açıklanan bu yöntem uygulama açısından zor olması nedeniyle pek tutulmamıştır. Adı geçen yöntemin yerine diskriminant örnekleme adı verilen bir başka yöntem önerilmiştir. Örneğin x ve y olan iki değişkenin olduğu ve x 'in 0 ile 100 arasında, y 'nin 20 ile 80 arasında değerler alabileceği varsayılabilir. Karar verici, x 'in 60 değerinden düşük olması durumunda y 'nin de 40'tan daha düşük olabileceğini, ancak x 'in 60 değerinden yüksek olması durumunda y 'nin 40-80 aralığında gerçekleşebileceğini ifade edebilir. Bu durumda x marjinal dağılımından örnekleme ile bir x değeri elde edilebilir. Eğer bu değer 60'tan küçük ise, y dağılımından 20-40 aralığında bir y değeri elde edilebilir. Benzer biçimde, x 'in örnek değeri 60 ile 100 arasında ise, y için seçilecek değer 40 ile 80 arasında yer alan bir değer olacaktır [34].

3.5.4 Politika Seçeneklerinin Elenmesi

Daha önce de anlatıldığı gibi, gereksiz değişken ve seçenekler önce daha az sayıya indirgenir, daha sonra eleme yapılarak karar modeli daha da yalınlaştırılır. Ancak, politika seçeneklerinin elenmesi biraz farklıdır. Politika seçeneklerinin elenmesi konusunda pek çok yöntem vardır. Eleme konusunda en önemli kavram, daha önce de bahsedilen etkinlik kavramı olup, etkinlik sınırı üzerinde yer alan projeler, diğer projelerden üstündür. Bu nedenle etkinlik sınırı üzerinde yer almayan projeler elenir [34].

3.6 Proje Riskinin Kaynakları

Bir projeye ilişkin nakit akımlarının değişkenliği üç kaynaktan ortaya çıkabilir: Bunlar; kestirim belirsizlikleri, projenin faaliyet kaldırıcı ve uluslararası risk faktörleridir [34,36].

- **Kestirim Belirsizlikleri:** Aşağıdaki Tablo 3.1, proje nakit akımı tablosu olup; gelir tablosunun, amortisman giderleri ve net çalışma sermayesinde değişikliklere göre ayarlanmasından elde edilmiştir. Tablo ayrıca, herbir kalem için belirsizliği yaratan faktörleri göstermektedir.
- **Projenin Faaliyet Kaldırıcı:** Diğer bir risk kaynağı, projenin faaliyet kaldırıcı derecesinden kaynaklanmaktadır. Sabit giderleri yüksek bir projenin, yüksek faaliyet derecesine sahip olduğu ve riskinin daha yüksek olduğu söylenebilir.
- **Uluslararası Risk:** Proje bir başka ülkede gerçekleştirilirse; işletme, kar riski, politik istikrarsızlık, ülke dışına çıkarılma gibi risklerle karşı karşıya kalabilir.

3.7 Risk Analizi

Belirlilik altında proje değerlendirme süreci şöyle incelenebilir: Maliyetler, satışlar, çeşitli ekonomik etmenler gibi belirsiz değişkenler, proje değerlemede tek değerli kesin tahminler olarak alınmaktadır. Bu tahminlerden nakit akımları çıkarılmakta ve daha sonra verim oranı (net şimdiki değer, iç verim oranı) hesaplanmaktadır. Önemli değişkenlerin değerleri değiştirilerek verim oranları tekrar hesaplanmaktadır. Bu çalışmaya duyarlılık analizi denir. Yönetmelik yargı ve inceleme aşamasında verim oranı, duyarlılık analizi sonuçları ile birlikte diğer yatırım olanakları ve

hesaplamalarda gözönüne alınamayan diğer soyut etmenler incelenerek bir karara varılmaktadır [32,33,36].

Tablo 3.1 Kestirim Belirsizlikleri

Proje Nakit Akımı	Belirsizlik Yaratın Etmenler
Satışlar;	Toplam pazar talebi İşletmenin pazar payı Fiyat: Rekabetçi pazarlar ve enflasyon
<i>Eksi</i> ; Değişken maliyet	Satılan ürün miktarı Birim değişken maliyet
<i>Eksi</i> ; Amortisman = Vergi öncesi kar	Vergi yasaları (oranları) Özendirme önlemleri
<i>Eksi</i> ; Vergi = Net kar <i>Artı</i> ; Amortisman = Faaliyetlerden sağlanan nakit akımı	Vergi yasaları (oranları) Özendirme önlemleri
<i>Eksi</i> ; Net çalışma sermayesinde değişiklikler = Proje nakit akımı	Alacaklardaki tahsilat eğilimi Stok arzındaki belirsizlik Borçların ödenmesindeki eğilim

Risk analizi yaklaşımında belirsizlik açık olarak ele alınarak; analiz, yukarıdaki temel üzerine kurulmaktadır. Bu analiz, karar değişkenleri için belirsizlik tahminlerinin oluşturulması ve sonuç olarak verim oranı değişkenleri için olasılık dağılımlarının elde edilmesiyle yapılmaktadır.

Risk analizi sürecinde yöneticinin, belirsizliğin projeye olan etkisi üzerindeki anlayışı gelişir ve sonuç olarak işlevi de değişir. Verim oranı konusundaki çıktı bilgisi, olasılık dağılımlarıyla ortaya konacağı için yönetici daha iyi bilgilerle donatılmış olacaktır. Yöneticinin, bu projenin değeri ve kabulü konusundaki yargısı, kendisinin ve karar verici grubun riske karşı olan tutumunu yansıtacaktır. Bu yargıda riske karşı olan tutum, verimin aritmetik ortalaması ile standart sapması arasındaki sezgisel dengeye dayanmaktadır [34,36,41].

Risk analizinin, karar analizinin özel bir biçimi olduğu tartışılmaktadır. Risk analizi, karar vericinin riske karşı olan tutumunu biçimsel değil de sezgisel olarak ele alması nedeniyle karar analizinden ayrılmaktadır [33].

Faydanın ölçülmesi ya da fayda fonksiyonu çıkarılmasını içeren karar analizi yaklaşımında beklenen fayda ölçütü, sürecin çıktısı olarak projeleri sıraya dizer. Bu bir anlamda belirsizliğin azaltılması demektir. Bu sıralama, soyut faktörlerin incelenmesinden önce bir eleme niteliği taşımaktadır [33,34,42].

Yukarıda özetlenen üç yaklaşım, sıralı ve etkileşimli yaklaşımlar olup; ilk yaklaşım, özellikle sorunu tanımaya (duyarlılık analizi ile) yardım ederken, risk analizi yaklaşımının gerekli olup olmadığı konusunda yöneticiye ışık tutmaktadır. Ancak bu çalışmada karar analizi yaklaşımı ele alınmamaktadır.

3.8 Yeni Bir Yaklaşım Duyulan Gereksinme

Yatırım projesinin değerlendirilmesi, elde edilmesi beklenen verimin ve nakit akımlarının ölçülmesi ilkesine dayanmaktadır. Gelecek yıl elde edilecek paranın bu yıl elde edilecek paradan daha az değerli olacağı açıktır. Bu nedenle yatırımın getirisi, harcamaların ve nakit girişlerinin ne zaman gerçekleşeceği bilinmeden doğru olarak hesaplanamaz.

Yatırım seçeneklerinin karşılaştırılması problemi, yatırımların büyüklüğü, nakit giriş ve çıkışlarının zamanlamasında farklılık gibi nedenlerle karmaşıklaşır. Bu nedenle, karşılaştırmaları daha sağlıklı yapmak için geri ödeme dönemi, iç verim oranı ve net şimdiki değer gibi yaklaşımlar geliştirilmiştir. Ancak, bu yaklaşımlardaki hesaplamalar, matematiksel olarak kesin bir nitelik gösterirken, hesapların dayandığı veriler kesinlikten uzaktır. Başka bir deyişle, karar verici, beklenen verim oranı (net şimdiki değer gibi) dışında başka şeyleri bilmek zorundadır. Burada eksik olan, verilerin niteliği ve bu verilerin işlenme biçimidir. Sorun, matematiksel hesaplamalarla ilgili olmayıp, verim oranını hesaplamak için hesaplamaya giren değişkenlerin yüksek düzeyde belirsizliğe sahip olmasından kaynaklanmaktadır [34,35,39].

Örneğin, yatırımın ekonomik ömrünü önceden kesin olarak bilmek olanaksızdır. Ekonomik ömür, moda, teknolojik gelişme ve aşınma-eskime gibi değişikliklerden etkilenmektedir. Ekonomik ömürdeki küçük bir değişiklik, yatırımın veriminde çok önemli değişikliklere neden olabilir. Yukarıdaki düşünce biçimi, verim oranı hesaplamalarına giren satış, gider, iskonto oranı gibi değişkenler için de geçerlidir.

Dolayısıyla verim oranı, olabilecek tüm sonuçları göstermeyip, yalnızca sürekli bir eğride bir noktayı ortaya koymaktadır. Belirsizliğin varlığını göz önüne almayan yaklaşımların yanında, belirsizliği azaltmaya yönelik pek çok yaklaşım da geliştirilmiştir. Bu yaklaşımlar şunlardır [33-35,40]:

- **Daha Doğru Tahminler:** Tahminlerdeki yanılgıyı azaltmak önemli bir konudur. Ancak, ne kadar iyi kestirimde bulunulursa bulunulsun tüm belirsizliğin giderilmesi mümkün değildir.
- **Görsel Ayarlamalar:** Bir kararın sonucunu etkileyen faktörler, çeşitli güçlüklerle sahiptir. Kötü bir yatırım yapma olasılığını azaltmak için yapılan ayarlamalar iyi bir yatırım fırsatının kaçırılmasına neden olabilir. Ayrıca, ayarlamanın temeli pek açık olmayıp, yanlı bir tutum içine girilmiş olabilir.
- **Başabaş Analizi:** Yatırım projelerine ilişkin giderleri sabit ve değişken olarak, belirlenip, karar modeline alınarak yatırımların riski konusunda bazı ipuçları elde edilebilir. Ancak, bu yaklaşımla belirsizliği bütünüyle anlama olanağı kısıtlıdır.
- **İskonto Oranının (Sermaye Maliyetinin) Düzeltilmesi:** Daha yüksek bir iskonto oranının seçilmesi, görsel ayarlama yapmaktan pek farklı değildir. Üstlenilen riskle orantılı olarak yatırımdan bir verim beklenmektedir. Satış miktarı, fiyat, giderler gibi tahminlerde büyük belirsizlikler sözkonusu olduğunda; hesaplanan yüksek bir verim oranı, riski üstlenmek için bir özendirme konusu olabilir. Ancak, üstlenilen riski bu yöntemle açık olarak bilme olanağı yoktur.
- **Üç Noktalı Tahminler:** Riski açıklamak için bazen önemli değişkenlerin en yüksek, ortalama ve en düşük değerleri alınır ve bunların değişik bileşimlerinden birden çok verim oranı değeri hesaplanır. Bu hesaplamalar, olası sonuçları bir aralık içinde gösterebilir; ancak, hangi sonucun daha olası olduğunu göstermez. Bu yöntem, doğru bir başlangıç olmakla birlikte yeterli değildir. Çünkü yatırım seçeneklerini karşılaştırmak için yeterli açıklık getirmemektedir.
- **Seçilmiş Olasılıklar:** Bazı değişkenlerin olasılıklarını analize katan yöntemler kullanılmaktadır. Ancak bu yöntemler, genellikle analizi tek bir belirsiz girdiye (değişkene) dayandırmaktadırlar. Bu yöntem, yararlı olmakla birlikte, yatırım seçeneklerini incelemeye bir açıklık getirmemekte ve üstlenilen riski bütünüyle göstermemektedir.

Yukarıda sıralanan yöntemlerin eksiklikleri açıkça görülmektedir. Bu yöntemler, riskin tüm olarak gösterilmesine olanak sağlamamaktadırlar. Bu nedenle, yeni bir yöntemin gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Bu yeni yöntem, aşağıda bir modelle açıklanmaktadır.

3.9 Yeni Yaklaşımın Bir Modelle Açıklanması

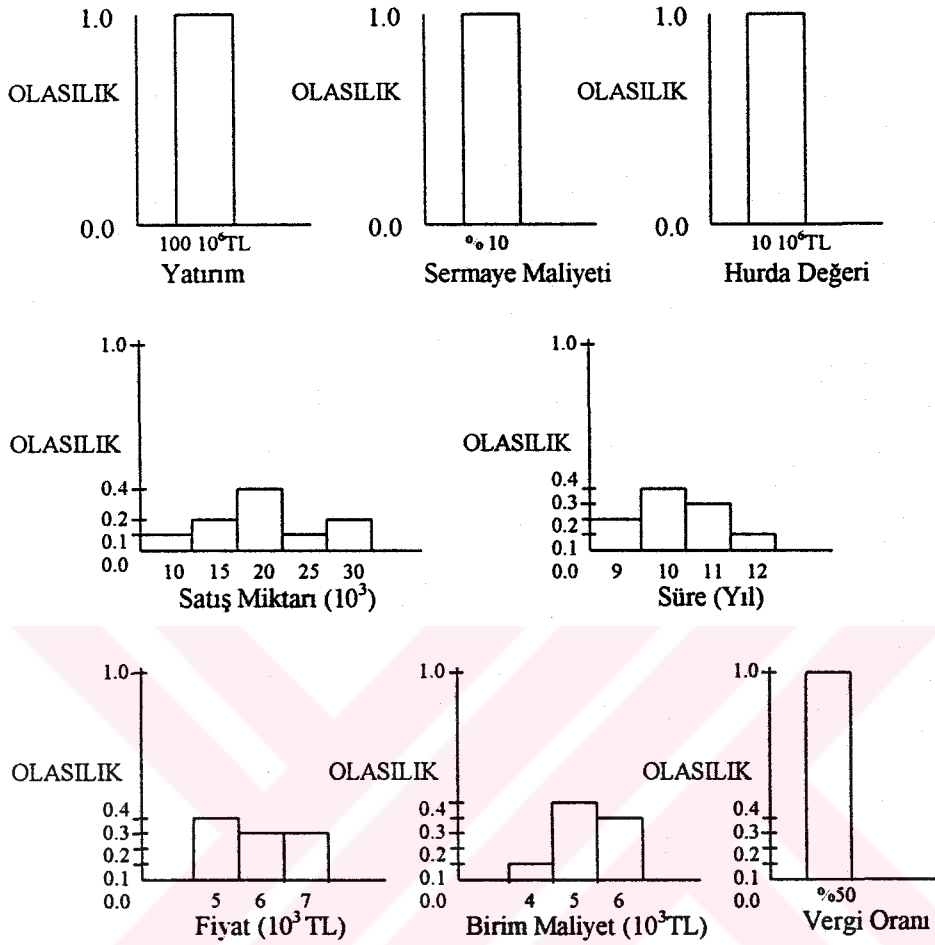
Duyarlılık analizi, temel değişkenlerin net şimdiki değer, iç verim oranı gibi değerlendirme ölçütlerine etkilerini göstermekte ve şu bilgiyi sağlamaktadır: Üretilen ve satılan ürün miktarı %x kadar düşerse, net şimdiki değer de %y kadar düşer. Bu bilgi, yararlı olmakla birlikte, karar vermek için yeterli değildir. Böyle bir sonucun gerçekleşme olasılığını bilmek gereklidir. Bu bilgi, net şimdiki değer gibi bir değerlendirme ölçütünün olasılık profilinin çıkarılmasıyla bulunabilir. Risk profilini çıkarmak için risk simülasyonu yapılır [34,36].

Risk simülasyonunda izlenen yol şöyledir [30,34,35]:

- Net şimdiki değeri etkileyen değişkenlerin belirlenmesi
- Bu değişkenler için olasılık dağılımlarının elde edilmesi
- Bu değişkenler için rassal olarak bir sayının seçilmesi
- Üçüncü aşamada elde edilen veri kümesinden net şimdiki değer elde edilmesi
- Son iki aşamayı çok sayıda yineleyerek net şimdiki değer için çok sayıda değer elde edilmesi
- Elde edilen net şimdiki değerler için sıklık dağılımının çizilmesi
- Bu sıklık dağılımı için aritmetik ortalama, standart sapma ve ilgili diğer parametrelerin elde edilmesi.

Yukarıda sıralanan süreç, bir örnekle açıklanabilir. Bir işletme, B ürününü üretmeyi düşünmektedir. Net şimdiki değer (NSD) üzerine etkisi olduğu düşünülen değişkenler şunlardır: Başlangıçtaki yatırımın tutarı Y ; sermaye maliyeti k ; satış miktarı S ; birim satış fiyatı F ; birim maliyeti G ; projenin ömrü L ; projenin hurda değeri H ; yıllık amortisman α ; vergi oranı V ve yıl sayısı t . İşletmenin, bu projeyle ilgili olarak çalışma sermayesi yatırımı yapmayacağı varsayılmaktadır. Bu değişkenlere ilişkin olasılık dağılımları Şekil 3.1'de gösterilmektedir. Bu durumda net şimdiki değer şöyle hesaplanacaktır:

$$NSD = \sum_{t=1}^L \frac{(S(F-G) - \alpha)(1-V) + \alpha}{(1+k)^t} + \frac{H}{(1+k)^L} - Y \quad (3.3)$$



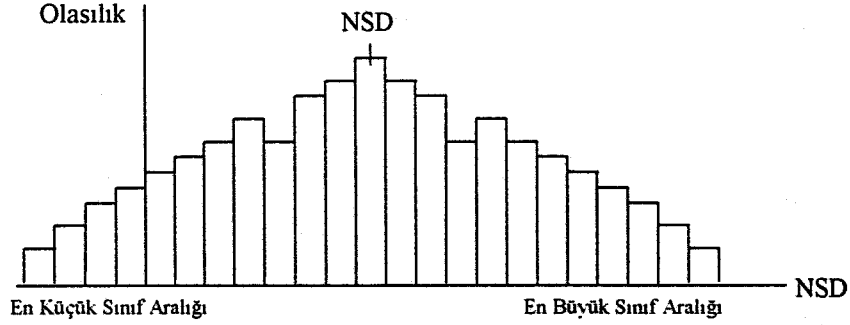
Şekil 3.1 Değişkenlere İlişkin Olasılık Dağılımları

Yukarıdaki olasılık dağılımlarına bakıldığında Y , k , H ve V 'nin kesin nokta tahmini olarak; S , F , G , N ve α 'nın birer aralık tahmini olarak tanımlandığı görülmektedir. Net şimdiki değerin simüle edilmiş değerini elde etmek için, herbir değişken için ilgili olasılık dağılımından rassal bir sayı seçilir. Bu yolla elde edilen değerler ile sabit değerler alan Y , k , H , ve V gibi değişken değerler birleştirilerek net şimdiki değer elde edilir. Belli bir denemede S , F , G ve n için aşağıdaki değerlerin elde edildiği düşünölsün: $S=25000$ adet, $F=6000$ TL, $G=5000$ TL ve $L=10$. Bu değerler, nokta tahminler olan şu değerlerle birleştirilsin: $Y=100000000$ TL, $k=0.1$, $H=10000000$ TL, $V=0.5$ ve hesaplanarak elde edilen $\alpha=(Y \times \text{Amortisman Oranı}=100000000 \times 0.2)$ 20000000 TL. Bu durumda net şimdiki değer şöyle olacaktır:

$$NSD = \sum_{t=1}^{10} \frac{(25000(6000 - 5000) - 200000000)(1 - 0.5) + 200000000}{(1 + 0.1)^t} + \frac{100000000}{(1 + 0.1)^{10}} - 100000000$$

$$NSD = 138252760 + 3855433 - 100000000 = 42108193TL$$

Burada net şimdiki değerin simüle edilmiş değeri 42108193 TL'dir. Bu süreç, çok sayıda yinelenerek çok sayıda net şimdiki değer elde edilir. Uygun sınıf aralığı kullanılarak, örneğin 1000000, sınıf aralıklarının olasılık dağılımları oluşturulur. Bu verilerden aşağıdaki grafik elde edilebilir:



Şekil 3.2 NSD'in Olasılık Dağılımı

Bu model, bilgisayarda gerçek anlamda koşturulmadığı için, x ekseninde herhangi bir değer gösterilmemiştir. Ayrıca elde edilen verilerden aşağıdaki değerler de hesaplanabilir:

- $\bar{NSD}$
- $\sigma(NSD)$

Burada $\bar{NSD}$, beklenen değer olup; $\sum p_i NSD$ 'e eşittir. Öte yandan, N_i , sınıf aralığının orta noktası, i ve p_i sınıf aralığı ve ilgili olasılıkları temsil etmektedir. Yine $\sigma(NSD)$ ise NSD dağılımının standart sapmasını temsil etmektedir. Standart sapma şöyle hesaplanır:

$$\sigma(NSD) = \left[\sum p_i (NSD - \bar{NSD})^2 \right]^{1/2} \quad (3.4)$$

NSD olasılık dağılımından aşağıdaki değerler kolayca elde edilebilir:

- NSD'nin sifıra eşit ya da sıfırdan ya da başka bir değerden büyük olma olasılığı
- NSD'nin belli bir değere eşit ya da bu değerden büyük olma olasılığı

Verim oranının bu yeni yöntemle belirlenmesinin karar verme açısından en önemli üstünlüğü, yönetime, beklenen sonuçların olasılıklarına dayalı, beklenen değer ve

veriminin değişkenliğine ilişkin bilgi sağlamasıdır. Bu yöntemle tek bir değer yerine çok daha fazla bilgiye dayanılarak karar verme olanağı sağlanmaktadır. Daha çok bilgi, daha iyi karar demektir. Ancak, bu bilginin nasıl kullanılacağı sorusu henüz yanıtlanmamıştır. Yatırım seçeneklerinden en iyi yatırım cüzdanını oluşturmak için bir takım kurallara gereksinim duyulacaktır. Yatırım seçenekleriyle karşı karşıya kalan, riske karşı belli bir tutumu ve bakış açısı içinde olan yönetimin, tanımlanan zaman boyunca hangi yatırım politikasının, yatırımların karlılığını en iyi seviyeye getireceğini belirlemesi gerekmektedir. Bu aşamada yatırım politikasının nitelik ve işlevini açıkça kavramak yararlı olabilir.

3.10 Yatırım Politikasının Niteliğı ve İşlevi

Yatırım politikası, sermaye kaynaklarını üstel olarak kullanmak amacıyla, yatırıma konu olan tesislerin seçimidir. Herhangi bir yatırım politikası, yatırım seçenekleri arasındaki seçimi etkileyecekse, iki öğeyi temsil etmelidir: Önce, yatırım alternatiflerinin ekonomik niteliklerini ölçmek için bir ya da birden çok ölçüt içermelidir. Daha sonra, risk analizinden yararlanan ya da yararlanmayan karar kuralları getirilmelidir [32,34,36].

Ölçütler, üzerinde çok büyük analiz ve tartışmalar yapılan geri ödeme dönemi, iç verim oranı ve net şimdiki değer gibi değerleme ölçütleridir. Öte yandan, özellikle belirsizlik altında seçim yapmak için gereken karar kuralları konusunda belirgin bir görüş birliğı yoktur. Kuşkusuz, önceden saptanan politikalar, beşeri, örgütsel, stratejik ve finansal içerikte olmalıdır. Ancak burada, politikaların finansal yönü ele alınmaktadır.

Yatırım politikasının ilk işlevi, kısa dönemde şirketin finansal amaçlarını başarmak için hangi yatırımların seçileceğini göstermek olmalıdır. Uzun dönemde yatırım politikası, seçilen politikalara uygun yatırım seçeneklerini belirlemede bir temel oluşturmalıdır. Bir başka deyişle yatırım politikası, yatırım seçeneklerini eleme ve bu seçenekler konusunda iletişim sağlama konularında hizmet görmelidir. Öncelikle yatırım politikası, belli yatırım önerilerini kabule değer bulan, bazılarını reddeden bir eleme aracı olarak düşünülebilir. Bu elek, yönetimin bilinçli ya da bilinçsiz seçimine

göre sıkı, gevşek, yüksek riskli ya da düşük riskli olabilir. Eleğin üstünde kalan kabul edilebilir yatırımlar, yönetimin yatırım kümesini oluşturmaktadır [32,34].

Tek değişkenin beklenen değerine dayanan politikaların etkin olamayacağı bilinen bir gerçektir. Riske dayanan politikalar, risk-karlılık arasındaki dengeleri gösterebilir. Böyle bir politika, kullanılan ölçüt ve riskli yatırımları elemek için izlenecek kurallarla tanımlanabilir. Bu tür bir politika, aşağıda verilen Tablo 3.2 yardımıyla ortaya konabilir.

Tablo 3.2 Riske Dayanan Yatırım Politikası Örneği

1. Yatırımın değerini ölçmek için kullanılan ölçüt: İskonto edilmiş nakit akımı esasına dayanan yatırımın vergi sonrası karı;
2. Önerilen yatırımların riskine bağlı olarak yatırımları elemek için kullanılan kurallar, (Aşağıdaki özelliklere sahip yatırım önerileri kabul edilir): a. Beklenen karlılık değeri %5 ya da daha yüksek olanlar, b. Yüzde iki olasılıkla karlılığı %25'i aşanlar, c. Yüzde doksan olasılıkla karlılığı %0'ı aşanlar.

Yatırım politikası güçlü bir iletişim aracı olabilir. Bu politika, yatırım projelerini geliştirenlere, şirketin ne tür projeler aradığının önceden bildirilmesini sağlamaktadır. Bu işlev, "Tüm yatırımlar %20 oranında verim sağlamalıdır" biçiminde ortaya konabilir. Ancak, bugünkü çalkantılı ve değişken ortamda böyle bir politikanın yararı sınırlıdır.

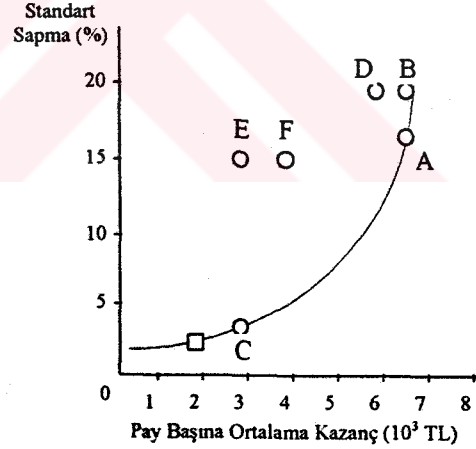
Tablo 3.2'de belirtilen riske dayalı politika da, uygun yatırımların istenen biçimde elekten geçmesi konusunda bir güvence oluşturmamaktadır. Ancak yönetim, bu kez önerilen yatırımları uygun bir biçimde ayıklanması için daha iyi bir araca sahiptir. Geçmişte yapılan yatırımlar değerlendirilerek bu yatırımların risk profilleri çıkarılabilir ve geçmişteki yatırım seçimlerinde tutarlı olup olmadıkları belirlenebilir. Ancak bu analiz de, hangi yatırım politikasının en iyi olduğunu göstermeyebilir [32,34].

Hemen hemen tüm yöneticiler, finansal sonuçları uzun dönemde maksimum yapan ve belirsizlik ya da riski minimum yapan yatırım politikalarını benimserler. Daha çok verim bekleyen, ek bir risk üstlenmesi gerektiği unutulmamalıdır. İki politika da

aynı beklenen verimi sağlıyorsa, daha az değişken (risksiz) olan daha iyi bir politikadır. İki politika da aynı değişkenliği sağlıyor ve birinin beklenen verimi diğerinden çok ise, bu yüksek verimi sağlayan politika daha iyi bir politikadır. Değişkenlik ise olasılık dağılımları ile ölçülmektedir.

Risk profilinin değişkenliği, standart sapmanın büyüklüğü ile belirlenmektedir. Seçilmiş bir özel politika esasına göre, yatırımların finansal sonuçlarını simüle etmek mümkün olursa, beklenen değer ölçüsü ile standart sapma, bu politika altında seçilen yatırım kümesinin etkinliğini gösterebilir. Beklenen verim ile standart sapma, bir grafiğe alındığında herhangi bir politikanın etkinliği gösterilebilir ve daha sonra belirli bir standart sapmaya karşı en yüksek verimi sağlayan noktalardan geçen bir doğru çizilebilir. Bu doğru etkinlik sınırı olarak adlandırılır. Çünkü bu sınır, belirli bir standart sapma altında yatırımın kazanacağı en iyi verimi temsil etmektedir. Aşağıdaki Şekil 3.3, aritmetik ortalama ile standart sapma arasındaki denge anlamında etkinlik sınırını tanımlamak için ortalama verimlerin (pay başına kazanç) karşısına bu verimlerin standart sapması konarak (bu politikayı izleyen bir şirketin gerçek verilerinden yararlanılarak) çizilmiştir [34,43-46]:

Simülasyon Sonuçları		
Politika	Pay Başına Ortalama Kazanç (TL)	Yüzde Olarak Standart Sapma (%)
A	6500	16
B	7100	20
C	3000	5
D	5750	20
E	2950	15
F	4000	15



Şekil 3.3 Yatırım Politikalarının Karşılaştırılması

A, B ve C politikaları, etkinlik sınırı üzerinde yer almaktadır. Çünkü hepsi, belirli bir risk altında en yüksek verimi sağlamaktadır. Diğer politikalar, etkinlik sınırı üzerinde yer almamaktadır. Bunun nedeni, hiçbirinin belirli bir standart sapma altında başka bir politika kullanılarak elde edilecek verim kadar verim elde edilememesinden kaynaklanmaktadır. Örneğin, F politikası E politikasından daha iyidir. Çünkü aynı

risk düzeyinde (%15'lik standart sapma) F politikası 4000 TL kazandırırken, E politikası 2950 TL kazandırmaktadır.

Yatırım politikasının amacı, belirli bir değişkenlik (standart sapma) altında elde edilecek karları (getirileri) maksimum yapmaksa, şirketin etkinlik sınırı hesaplandığında; bu sınırdaki yer alan bir politika kullanılmalıdır. Etkinlik sınırında yer alan etkin yatırımlar kümesi kavramının ne ölçüde uygulanabilir ve bu kümelerin seçimini sağlayan yatırım politikalarının ne ölçüde etkin olduğu tartışılmalıdır. Uygulanabilirlik ve etkinlik, özel bir yatırım ölçütünün seçimi ve işletme olanaklarının dağıtımının yönetimi ile ilgili olmalıdır [34,36,47].

Yatırım politikası simülasyonu, çeşitli yatırım politikalarının riske bağlı sonuçlarını incelemek için yönetim tarafından stratejik bir araç olarak kullanılabilir. İyi bir yatırım politikasını geliştirmek aşağıdaki koşullara bağlıdır [34,36,45-50]:

- Risk analizi yaklaşımı kullanılarak tüm yatırımların risk profillerinin belirlenmesi
- Net şimdiki değer, iç verim oranı gibi paranın zaman değerini göz önüne alan ölçütlerle bir yatırım önerisinin üstünlüğünün hesaplanması
- Yatırım önerileri için alternatif eleme kurallarının saptanması
- Alternatif politikalar için, risk üstlenme istek ve ölçüsüne bağlı olarak risk sınırlarının belirlenmesi

Ancak, değişik yatırım sınıflarında yer alan yatırımları elemek için kullanılan aynı politikanın aynı risk özelliklerini göstermeyeceği gözden uzak tutulmamalıdır. Herbir sınıf için üstlenilmek istenen risk belirlendikten sonra politikalar seçilebilir. Ayrıca, işletme uzun vadeli büyüme amacını başarma olasılığını artırmak için değişik sınıflarda yer alan değişik tutar ve riskteki projeleri en etkin biçimde belirleyebilir. Bu durumda, herbir yatırım sınıfı için amaçlar belirlenebilir ve bu sınıflardan seçimler yapabilmek için elek ya da politikalar açıklanabilir ve bu yaklaşıma uygun olarak bir yatırım politikası simülasyonu yapılabilir [34,50-52].

3.11 Stratejik Planlama ve Risk Analizi

Stratejik planlamanın amacı, şirketin ya da işletmenin davranışına uzun süreli (3-5 yıl ya da daha uzun) olan kararların alınacağı bir çerçeve sunmaya yöneliktir. Stratejik planlama, şirket için uzun süreli amaçlar ve ereklere formüle edilmesi,

işletmenin içinde yer aldığı, belirsiz olan ortam içinde bu amaçlar ve ereklerin başarılması için stratejilerin seçilmesini kapsamaktadır. Stratejik planlama şu üç elemandan oluşur: Amaçlar ve erekler, işletmenin iç ve dış çevresi konusunda bilgi ve kaynak dağıtımı konusunda kararlar. Şirket amaçları, üst yönetimin uzun vadede şirketi ulaştırmak istedikleri yeri gösterir. Şirket erekları ise belirli bir zaman döneminde ulaşılması gereken belirli başarıları açıklar. Bu erekler, amaçlardan daha belirgin ve somut olmalıdır. Şirketin amacı, yüksek düzeyde müşteri hizmeti ile yatırımdan en yüksek düzeyde getiri elde etmek iken; ereğı, bu amaçla tutarlı olmak üzere, müşteri yakınmalarının % 20 civarında azaltılmasıyla birlikte yatırım üzerinden % 20 kazanma olabilir. Stratejik planlama, şirket erekları ve bu erekları başarmak için stratejilerin seçimi ile ilgilidir. Örneğın işletme amaçları ya da stratejileri; yatırımdan % 20 getiri elde etme, pazar payını % 50'ye çıkarma, % 90 kapasiteyle çalışma vs. olabilir [29,34,36,53].

Stratejik planlamada ikinci konu bilgi toplamaktır. Şirket amaçları ve stratejileri saptandıktan sonra, şirketin dış çevresinin incelenmesi, güçlü ve güçsüz yanlarının belirlenmesi gerekmektedir. Dış çevre incelemelerinde en azından aşağıdaki alanlarda bilgi toplanmalıdır [34,35,37,54,55]:

- Makroekonomik ortam,
- Rekabetçi ortam,
- Yasal ortam,
- Teknolojik ortam,
- Faktör arzı ortamı,
- Uluslararası ortam.

Dış çevrenin incelenmesi bittikten sonra, şirkete özgü olan aşağıdaki konularda da bilgi toplanıp değerlendirilmelidir:

- Finansal gücü,
- Pazar payı,
- Kamuoyundaki izlenimi,
- Teknik uzmanlık,
- Patentler,
- İşgücü,
- Ticari markalar,

- Ürünler,
- Maliyet,
- Dağıtım sistemi,
- Ölçek ekonomisi.

Bu bilgiler toplandıktan sonra, kaynak dağıtımı konusunda uzun vadeli kararlar verilmelidir. Birden çok sayıda işletmelerden oluşan bir şirket için kurumsal gelişmeye yönelik olan bu kararlar; cüzdan, yatırım ve proje kararları olarak adlandırılır [34,38-40].

Cüzdan kararları, şirketin hangi işlere ya da hangi işletmelere sahip olması konusundaki kararlardır. Örneğin, varolan şirketlere yeni şirketlerin katılması ya da bu şirketlerin elden çıkarılması gibi kararlar bu bölüme girmektedir.

Yatırım kararları, herhangi bir işletmeye yatırılacak fonların büyüklüğü ve karlılığını belirlemek için alınan kararlardır.

Proje kararları, şirketin kaynaklarının işletmeler ya da bölümler arasında nasıl paylaştırılacağı konusundaki kararlardır. Örneğin, 100 milyar TL'yi A işletmesine mi yatıralım yoksa B işletmesine mi yatıralım gibi sorulara yönelik kararlar. Proje kararları, yatırım kararlarının bir alt kümesini oluşturur.

Kuşkusuz tüm bu kararlar bağımsız olmayıp, birbirleriyle etkileşim içindedir. Dolayısıyla tüm bu kararlar, birbirlerine bağımlıdır. Örneğin, bir işletmenin satın alınma ya da satılma kararı; bu işletmeden sağlanacak getirinin, alternatif yatırımların getirileri ile karşılaştırılmasıyla alınır. Bu şirketin karlılığı, işletmede yapılan yatırım tutarına ve bu işletmedeki projenin karlılığına bağlıdır [33,34,36].

Kaynak dağıtımı kararlarının formüle edilmesinde üç yol vardır: Optimizasyon (en iyileme), sistem analizi ve duyarlılık analizi [33,34,56].

Optimizasyon yaklaşımı, tek bir amacın belirli kısıtlayıcılar (emek, hammadde, donatı gibi üretim girdilerinin varlığı, teknoloji, finansal olanaklar, ekonomik, yasal ve rekabetçi dış ortam) altında optimizasyonuna yöneliktir. Ancak stratejik planlama, çok boyutlu ya da kar, nakit akımı, yatırımın getirisi gibi çok amaçlı bir süreç olduğu için bu yaklaşım yeterli bir yaklaşım değildir [57-59].

Sistem analizi yaklaşımında tek amaç yerine satış, pazar payı, yatırımın getirisi gibi amaçlara sayısal değerler atanarak, yine yukarıda sıralanan kısıtlayıcılar altında stratejik planlama sorunu çözülmeye çalışılır. Burada sorun, bir anlamda doğrusal (ya da matematiksel) programlama yaklaşımı ile çözülmektedir. Sorunu doğrusal programlama sorunu gibi tanımlamak zor olduğu gibi, çözüm de her zaman kolay değildir.

Duyarlılık analizi yaklaşımında ise, amaç fonksiyonunun ya da sayısal amaçların bilinmesi gerekmemektedir. Bu yaklaşımla, önerilen stratejilerin olası sonuçları gösterilmekte ve amaçlara uygun stratejiler seçilmektedir. Örneğin, yeni bir ürün olan A ürününe girilirse, ne kadar harcama yapılır, bu yatırımın getirisi ne olur ve bu yatırımın şirkete (cüzdana) etkisi ne olur gibi sorular, bu yaklaşımla yanıtlanmaya çalışılmaktadır.

Gerçekte bu yaklaşım, stratejik kararların özüne de uygundur. Risk analizi, bilindiği gibi, duyarlılık analizinin doğal ve mantıksal bir uzantısıdır. Bu nedenle risk analizi, stratejik planlamanın çok önemli bir aracı olmaktadır.

3.12 Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli (FVFM)

Burada geleneksel risk analizi yaklaşımıyla FVFM arasında bir birleşim sağlanmaya çalışılmaktadır. Risk simülasyonunda, firmanın tüm etkinliklerinin (cüzdanının) riski konusunda bir yönetsel yargı söz konusudur; bu nedenle, tek bir projenin firmanın toplam riskine etkisi incelenmelidir. Daha önce bireysel projelerin ve onların bileşiminin riskinin nasıl ele alındığı anlatılmıştı. Şimdi, bu risk bilgilerini kullanarak, yatırım kararlarının nasıl alınacağı anlatılacaktır. Bu arada, yatırım kararlarında, yönetimin amacının, ortakların servetlerinin ve böylece firmanın değerinin maksimum değere çıkarılmasının etkili olduğu unutulmamalıdır[60-62].

Burada önce FVFM'nin temeli, varsayımları ve risk altındaki etkileri incelenecektir. Bu incelemenin amacı projenin sistematik riskini belirlemek olup; bu bilgi, yatırım kararları için yeterli bir bilgi olabilir. Daha sonra, riskli yatırımları değerlendirmek için FVFM'nin sistematik ya da pazar riski ile risk simülasyonunun toplam ya da şirket riski yaklaşımları karşılaştırılacaktır. Bu aşamada, iki yaklaşımın uzlaştırılıp uzlaştırılamayacağı, son karar için iki yaklaşımın hangi özelliklerinin nerede kullanılabileceği gibi sorulara yanıtlar aranacaktır. FVFM'ne "Menkul Değer Pazar

Doğrusu Modeline” göre finansal bir varlığın fiyatı (değeri) aşağıdaki eşitlikle bulunabilir [34,39,40]:

$$E(R_i) = R_F + \beta_i [E(R_M) - R_F] \quad (3.5)$$

Burada,

$E(R_i)$ = Yatırımın (varlığın) beklenen getirisini (verimini),

$E(R_M)$ = Pazarın (piyasanın) beklenen verimini (İMKB indeksinin getirisini),

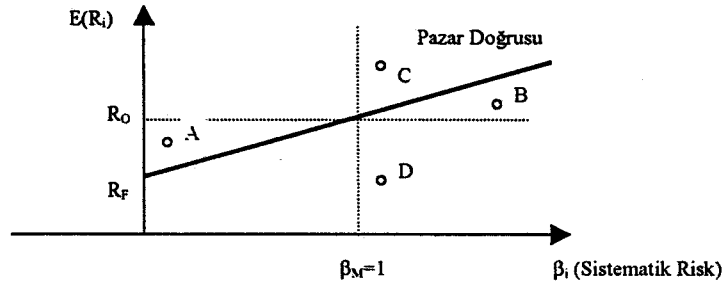
β_i = Sistematik, kaçınılamayan risk ölçüsü, başka bir deyişle, R_i 'nin R_M üzerindeki regresyon katsayısını,

R_F = Risksiz faiz oranını (örneğin, hazine bonusu faiz oranını) temsil etmektedir.

Yukarıdaki (3.5) eşitliğine göre, belirli bir yatırımın beklenen getirisi, risksiz faiz oranı ve risk primi gibi iki terimin toplamından oluşmaktadır. Bunlardan risk primi, $\beta_i [E(R_M) - R_F]$ formülünden hesaplanmakta olup; bu risk primi, pazar (piyasa) risk priminin $[E(R_M) - R_F]$ belirli bir yatırımın değişkenlik indeksi ya da sistematik riski ile çarpımından oluşmaktadır. Bu indeks, β_i , beta katsayısı olarak adlandırılmakta ve yatırımın getirileriyle pazar getirileri arasındaki duyarlılığı ölçmektedir. Başka bir deyişle beta (β_i), kaçınılması olanaksız olan ekonomiye özgü riskleri ölçmektedir [34,36,37].

FVFM'nin en önemli varsayımı, etkin sermaye pazarlarının varlığı ve yatırımcıların özdeş beklentilere sahip olmasıdır. Ayrıca, çok iyi çeşitlendirilmiş bir cüzdanın (rassal olarak seçilmiş yirmi ya da daha fazla yatırımın) toplam riski, yalnızca sistematik riske eşit olabilecektir. Bu nedenle, belirli bir yatırımın en önemli risk kaynağı, getirilerinin pazar getirilerine göre duyarlılığı olmaktadır. Dolayısıyla herhangi bir yatırım için beta (β_i), yatırımın riskini gösteren yeterli bir ölçüdür; risk primleri de beta (β_i) riskine göre oransal bir özellik göstermektedir. Bu görüş, bir projenin riskini, firma riskine marjinal katkısı olarak gören ve bu projenin getirisi ile firma etkinliklerinin getirilerinin kovaryansı ile ölçülen toplam risk yaklaşımından farklıdır [34,35,38,40].

Yukarıdaki (3.5) eşitliğinin en önemli üstünlüğü, tahmini yapılması gereken tek etkenin beta (β_i) katsayısı olmasıdır. Diğer etkenler, pazarın belirlediği etkenler olup, çeşitli veri kaynaklarından kolay bir biçimde sağlanabilir.



Şekil 3.5 FVFM ile Geleneksel Ortalama Sermaye Maliyetinin Karşılaştırılması

Şekil 3.5 incelendiğinde A, B, C ve D projeleri için her iki yöntemin de değişik kabul/red kararlarına neden olacağı görülmektedir. Aşağıda her iki yöntemle göre alınacak kararlar sıralanmıştır [34,39,40]:

- **Geleneksel yöntem.** i projesinin $E(R_i) > R_0$ ise, i projesi kabul edilecek, değilse proje reddedilecektir. Buna göre, B ve C projeleri kabul, A ve D projeleri reddedilecektir.
- **Pazar doğrusu ölçütü.** Pazar doğrusu üzerinde yer alan tüm projeler kabul edilecektir. Buna göre, A ve C projeleri kabul, B ve D projeleri reddedilecektir. Her iki yaklaşım da C projesi için aynı sonucu vermekte olup, A ve B projeleri konusunda çelişkili sonuçlar vermiştir. A projesi, verimi pazar verimini aşan düşük riskli bir projedir. Ancak böyle bir proje geleneksel sermaye maliyeti açısından reddedilir. Çünkü bu projenin verim oranı geleneksel sermaye maliyetinden düşüktür. B projesi ise, yüksek verim ve yüksek riskli bir proje olup; verimi, pazarın gereklerini karşılamayan ama geleneksel sermaye maliyetini aşan bir projedir. Bu incelemelerden sonra, geleneksel sermaye maliyeti yaklaşımının yüksek riskli projelerin seçimine neden olabileceği söylenebilir. Bu sonuç, belli bir risk sınıfı için geleneksel sermaye maliyetinin kullanılması durumunda da geçerlidir.

Kolayca anlaşılacağı üzere geleneksel yöntem, FVFM’inde olduğu gibi, riski etkin ve dolaysız bir biçimde göz önüne almamaktadır. Ancak, değişik risk sınıfına giren projeler için değişik ortalama sermaye maliyetleri kullanılarak bu sakıncanın giderilebileceği savunulabilir. Bu yapılsa bile, firmanın değerinin maksimuma çıkarılması açısından doyurucu sonuçların alınması olanaklı olmayabilir.

3.12.2 FVFM'nin Önemli Varsayımları

Toplam risk yaklaşımı ile FVFM'nin uygulamaya ilişkin üstünlük ve sakıncalarını incelemekten önce, FVFM'nin niteliği ve varsayımlarını yeniden kısaca incelemek yararlı olabilir. FVFM'ne göre tek bir yatırımın riski; sistematik risk, beta (kaçınılmaz risk) ve sistematik olmayan risk (kaçınılabılır risk) olarak ikiye ayrılır. Başka bir deyişle yatırımcılar, çeşitlendirmeyele sistematik olmayan riskten kaçınıp beta etmeni üzerinde dururlar [34,48].

Daha önce de belirtildiği gibi, FVFM'nin varsayımları şunlardır: Tüm yatırımcılar özdeş beklentilere sahiptir; pazarlarda bilgi parasız olarak elde edilir; pazarlarda işlem maliyeti sözkonusu değildir; ödünç alma ve verme özdeş bir oran üzerinden gerçekleştirilir; firma iflas ya da borçlarını ödeyememe sorunlarıyla karşılaştığında bu süreçlerin firmaya herhangi bir maliyeti yoktur. Gerçek yaşamda bu varsayımların geçerliliği söz konusu değildir. Örneğin, iflasın gerçek yaşamda maliyeti çok yüksek olup, iflas eden bir firmanın varlıklarının değeri, pazar değerinin çok altına düşebilir ve bu arada önemli tutarlarda işlem maliyetleri ortaya çıkabilir. Böyle potansiyel durumlarda toplam risk yaklaşımı, işletmeleri yatırım kararlarında daha gerçekçi sonuçlara götürebilir [34,39,49].

3.12.3 Yatırım Kararlarında Uygulamaya Yönelik Yaklaşımın Belirlenmesi

Toplam risk yaklaşımında; bireysel bir proje, firmanın toplam verimine (beklenen değer) ve toplam riskine (standart sapma) olan marjinal etkisi göz önüne alınarak incelenmektedir. Toplam risk bakış açısından en iyi cüzdanı oluşturmak yönetimin görevidir. Bu nedenle tek bir projeyi değerlendirme yaklaşımlarından bazıları (örneğin risk simülasyonu) toplam riski görme açısından girdi sağlayarak yararlı olabilir [63-65].

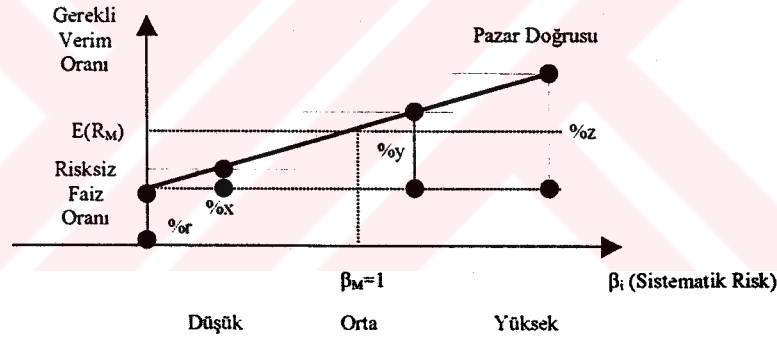
Toplam risk yaklaşımı, FVFM yaklaşımlarının geçerli olmadığı durumlarda kuşkusuz gereklidir. Ayrıca bu yaklaşımın kullanımı, hisse senetleri dolanımında olmayan, özellikle küçük ve orta büyüklükteki işletmelerde bir zorunluluktur.

FVFM yararlı bir yaklaşım olmakla birlikte, risk simülasyonları yöntemleri de toplam riski belirleme, nakit akımlarını tahmin etme, projelerin risk sınıflarını saptama açılarından çok yararlıdır. Bu nedenle, iki yaklaşımın bir arada (önce

projenin risk sınıflarına ayrılması için risk simülasyonu yaklaşımı, daha sonra FVFM'nin belirlediği riske göre ayarlanmış iskonto oranı üzerinden projenin değerlendirilmesi) kullanılması gerekebilir.

FVFM varsayımları kabul edilirse; projenin beklenen verim oranı, FVFM'ne göre gerekli verim oranını aşarsa proje kabul edilir. Çünkü böylece firmanın değeri artmaktadır. Bu nedenle, önce belirli bir projenin ya da proje sınıfının gerekli verim oranı belirlenmelidir ki, daha sonra bu oran üzerinden nakit akımları iskontolanabilsin. Bu iskontolama süreci sonunda bulunan net şimdiki değer, pozitif ise proje kabul edilecek, değilse reddedilecektir.

Belirli bir yatırım ya da proje için iskonto oranını saptamak, bu yatırımın girdiği risk sınıfının belirlenmesini gerektirir. Bu amaçla projeler yüksek, orta ve düşük risk sınıflarına ayrılabilir. Bu belirleme süreci; yargı, nakit akımı kestirimi ve risk simülasyonu çıktısına dayandırılabilir. Bu sınıflar için daha sonra risk primleri belirlenebilir. Bu yaklaşımın esası Şekil 3.6'da verilmiştir [34,66-68].



Şekil 3.6 Risk Primlerinin Belirlenmesi

Grafik, bildiğimiz pazar doğrusu ile düşük, orta ve yüksek risk bölümlerine ayrılmış yatay eksenini göstermektedir. Risksiz faiz oranının pazardaki hazine bonolarından çıkarıldığı varsayıp, ortalama üç risk primi ($\%x$, $\%y$ ve $\%z$) tahmin edilebilir. Projeler için riske göre ayarlanmış iskonto oranları, risksiz faiz oranına ilgili risk primleri eklenerek belirlenebilir. Risksiz faiz oranı, pazarın enflasyon beklentisini yansıttığı için; projenin beklenen nakit akımları, projenin yaşamı boyunca nominal değerlerle ifade edilmelidir. Daha sonra belirlenen nominal nakit akımları, enflasyon beklentisini içeren riske göre ayarlanmış gerekli verim oranı ile iskontolanarak net şimdiki değer bulunabilir. Bulunan bu değer pozitif ise proje kabul edilir [34,48,69,70].

4. RİSK ANALİZİ İLE BU ANALİZLE İLGİLİ ÜRETİM KAPASİTESİ PLANLAMASI VE YÜK TAHMİNİNDE KULLANILAN YÖNTEMLER

Bu bölümde önce, risk analizinde kullanılan çeşitli yöntemler kısaca ele alınmakta, daha sonra üretim kapasitesi planlamasının çözümü için geliştirilmiş modeller incelenmektedir. Burada ayrıca, yük tahmini ile ilgili bilgiler verilmekte ve yük tahmininde kullanılan bazı yöntemler anlatılmaktadır.

4.1 Risk Analizinde Kullanılan Yöntemler

Risk analizinde çeşitli yöntemler kullanılmaktadır. Burada ilk amaç, bu yöntemleri kısaca ortaya koymak ve uygulanabilirlik düzeylerini incelemektir. İkinci amaç ise hangi yöntemin hangi karar durumunda benimsenmesi gerektiğini açıklamaktır.

4.1.1 Proje Değerinin Hesaplanması

Belirsizlik altında projeleri değerlendirmek için pek çok yöntem geliştirilmiştir. Daha önce de tartışıldığı gibi, bu yöntemler bütünüyle doyurucu olmayıp; amaç, seçilen ölçütün değeri konusunda belirsizliğin etkisini ortaya koymak olmalıdır. Bu amaç, proje değer ölçütünün (net şimdiki değer gibi) olasılık dağılımı belirlenip, beklenen değer konusundaki değişkenlik hesaplanarak gerçekleştirilir. Bu konuda iki yöntem vardır: İlk yöntem Bölüm 3'te tartışılan ve ilk kez David B. Hertz tarafından tanıtılan yöntemdir. İkinci yöntem ise, Frederick S. Hillier tarafından geliştirilen analitik yöntemdir. Her iki yöntem de nakit akımını etkileyen önemli değişkenlerin belirlenmesini gerektirir. Bu değişkenlerin belirlenmesinden sonra iki yaklaşım da ilgili proje değer ölçütünün olasılık dağılımını verir [34-36,71].

Amaç, risk profilinin hesaplanması olduğuna göre; bu hesaplama için hangi ölçütün uygun olduğunu belirlemek önemli bir konudur. Daha önce de belirtildiği gibi, net şimdiki değer, iç verim oranı ve karlılık indeksi gibi ölçüt olasılık dağılımları çıkarılabilir. Ancak net şimdiki değer dağılımı genellikle diğer yöntemlere yeğlenir. Yine de bu yöntemin risk analizinde bazı sakıncaları vardır: Nakit akımlarında

dönemden döneme ortaya çıkan büyük tutardaki değişiklikler, net şimdiki değer rakamlarında daha büyük oranda değişikliklere neden olur [36].

- Böyle bir durumda sermaye maliyetinin seçimi, net şimdiki değer dağılımının beklenen değeri ile standart sapmasını etkiler. Yüksek iskonto oranı, net şimdiki değer in standart sapmasını azaltır. Bu, firmanın riski telafi etmek için yüksek oranda risk primi istemesi anlamına gelir.
- Yöneticiler, net şimdiki değer dağılımını anlamada güçlük çekerler.

4.1.2 Analitik Yaklaşım

Analitik yöntemle modeldeki tüm belirsiz değişkenler matematiksel olarak tanımlanır. Daha sonra bu dağılımlar (değişkenler), olası sonuçlar dağılımını açıklayan yeni bir denklem oluşturmak için matematiksel olarak birleştirilir. Bu yaklaşım zor bir yaklaşım olup, dağılımları denklemler olarak tanımlamak ve bu dağılımları birleştirmek kolay bir iş değildir.

Bu yöntemin ilk aşamaları risk simülasyonu yöntemine çok benzemektedir. Bu yöntemde de ilk önce sorunun temel yapısı geliştirilir. Daha sonra, önemli girdi değişkenleri belirlenir, aritmetik ortalama, standart sapma gibi parametrelerle olasılıkları hesaplanır ve girdi değişkenler arasında karşılıklı ilişkiler (bağımlılık) elde edilir. Bu aşamadan sonra iki yöntem birbirinden ayrılır. Analitik yaklaşımda, yıllık nakit akımlarını oluşturan herbir değişkenin olasılık dağılımı, normal bir dağılım olarak varsayılır. Bu varsayıma dayanarak, yatırımın net şimdiki değer dağılımının da yaklaşık olarak normal dağıldığı hesaplanabilir. Ancak bu yöntem, iç verim oranı dağılımını elde etmek için elverişli değildir. Yöntemin varsayımlarının yaklaşık olarak gerçekçi olduğu kabul edilirse; yöntem, risk simülasyonuna göre hızlı, ucuz ve daha doğru sonuçlar verebilir [34,36].

Bu yaklaşımın sakıncalı yanları varsayımlarıdır. Nakit akımına ilişkin değişkenleri, normal dağılan değişkenler olarak kabul etmek gerçekçi değildir. Çünkü herbir yıllık net nakit akımı değişkeni; satış, fiyat, maliyet ya da (satış x fiyat) gibi çarpım değişkenler gibi bir dizi değişkenin farkı ya da toplamından oluşur. Bu değişkenler normal dağılan değişkenler olmayabilir. Normal dağılmayan değişkenlerin normal dağıldığını varsaymak zor olabilir. Ancak bu konuda merkezi limit teoremi yardımcı olabilir [34]:

- Nakit akımı değişkenleri bağımsız ve özdeş olarak dağılan rassal (tesadüfi) değişkenler ise, toplamaları da yaklaşık olarak normal olacaktır;
- Projenin ömrü yeterince uzun ve değişkenler bağımsız olarak dağılan rassal değişkenler ise, merkezi limit teoremine göre nakit akımı değişkenlerinin toplamı da yaklaşık normal olacaktır;
- Değişkenler özdeş olarak dağılıyorsa aralarında bir bağımlılık söz konusu olsa bile, değişkenlerin toplamı yaklaşık olarak normal dağılacaktır.

Eğer verim oranı (iç verim oranı/net şimdiki değer) normal olarak dağılıyorsa, bu dağılımı aritmetik ortalama ve standart sapma ile tanımlanır. Yapılacak analiz de oldukça kolaylaşır. Yapılan pek çok simülasyon çalışmasında net şimdiki değer çoğunlukla normal, iç verim oranının da ender olarak normal dağıldığı gözlenmiştir.

Analitik yaklaşımın sakıncaları, modelin varsayımları ile proje değerlemede bu varsayımlarla ilgili güçlüklerden kaynaklanır. Yaklaşımın sakıncaları (güçsüz yanları) aşağıda verilmiştir [34,48]:

- Analitik model, değişkenlerin (nakit akımlarının) toplamaları ile ilgilidir. Ancak toplam nakit akımı değişkenleri, nakit akımlarını oluşturan değişkenlerin doğrusal bir fonksiyonu değildir. Örneğin, hasılat, satış fiyatı ile satış miktarının çarpımından oluşur. Dahası toplam nakit akımını oluşturan değişkenler birbirine bağımlı olabilir ve bu bağımlılığı hesaplamak güç olabilir.
- Model, tek modlu simetrik net şimdiki değer dağılımını vermektedir. Ancak yapılan simülasyon çalışmalarının sonuçları, bazen bu varsayımı yalanlamaktadır.

Modelin en büyük üstünlüğü, ilgili hesaplamaların çabuk yapılması ve iyi matematik eğitimi görmüş kişilerce kullanımının kolay olmasıdır. Ancak, yoğun matematik eğitimi almamış kişilerce bu yöntemin kullanımı hiç de kolay değildir.

4.1.3 Stokastik Karar Ağacı Analizi

Stokastik karar ağacı yaklaşımı, zaman boyunca bir dizi kararı temsil etmek ve çözümlmek için geliştirilmiş bir yöntemdir. Bu yöntem, karar ağacı analizi mantığı ile risk analizinde benimsenen Monte-Carlo simülasyon yaklaşımını birleştirir. Bu nedenle yöntem, yatırım kararı sorununu karar ağacı çerçevesi içinde düşünerek

ardışık yatırım kararlarına ilişkin durumlarda uygulanır. Risk analizi (risk simülasyonu ve analitik yöntem) ise yatırım kararı sorununu tek aşamalı karar sorunu olarak ele alır. Bu yöntemin temel nitelikleri şöyledir [31,33,34,54]:

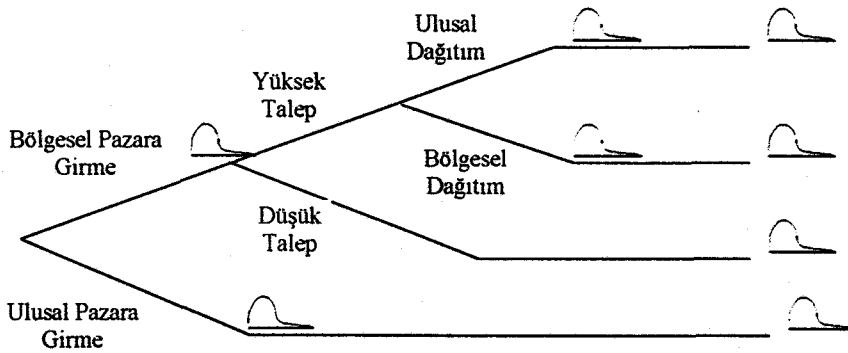
Stokastik karar ağacı yöntemi, geleneksel karar ağacı yöntemine benzemekle birlikte, ayrıca aşağıdaki niteliklere de sahiptir:

- Zaman içinde ardışık noktalarda alınan kararların herhangi birinin ya da tüm olası bileşimlerinin sonuçları konusundaki bilgi, olasılık dağılımı biçiminde elde edilir.
- Elde edilen olasılık dağılımları, risk kavramları kullanılarak analiz edilir.

Bu yöntem bu nedenle, yatırım kararının tasarlanması ve değerlendirilmesi aşamalarından oluşur.

Yatırım Kararının Tasarlanması: Bu aşamada karar vericiler, alternatifleri ve onları etkileyen rassal olayları ve olası değerlerini tartışır. Bu tartışma, sorunun bir karar ağacı olarak tasarlanması için bir ön koşuldur.

Bu tasarı aşağıdaki Şekil 4.1’de gösterildiği gibi olabilir. Şekil, bir şirketin başlangıçta yeni bir ürünü ulusal ya da bölgesel olarak pazarlamasıyla ilgilidir. Şirket, ürünü önce bölgesel olarak pazarlamaya karar verirse, daha sonra ulusal pazara girebileceği gibi, bölgesel pazarda da kalabilir. Ürünün pazarlanması konusunda bir karar verildiğinde, belirsiz nakit akımları herbir dalla (rassal olay noktaları) ve olasılık dağılımlarıyla temsil edilebilir.



Şekil 4.1 Yeni Bir Ürünün Pazara Girmesiyle İlgili Stokastik Karar Ağacı

Yatırım Kararının Değerlendirilmesi: Bu aşamada kararların tüm olası bileşimleri, olasılık dağılımları olarak değerlendirilir. Karar ağacı, karar ağacının ileri doğru analizi için bir model olarak kullanılır. Bu nedenle herbir olası stratejik yol, net

şimdiki değer ölçütünün olasılık dağılımı olarak değerlendirilir. Başka bir değişle karar, bu olasılıklı çıktı değerlendirilerek alınır.

Ancak daha karmaşık karar ağacı tasarımlarında tüm stratejik yolların, zaman, maliyet açısından tek tek sayımı (incelenmesi) zordur. Bu durumda, aşağıdaki yaklaşım genellikle benimsenir: Karar ağacı, ağacın en sağından başlanarak ve beklenen değer ölçütü ile değerlendirilir. Böylece en iyi strateji, beklenen parasal değer ölçütü ile belirlenir. En iyi stratejiye dayanan budanmış bu ağaç, ileri doğru analiz edilir ve en iyi strateji için net şimdiki değer olasılık dağılımı ve ilgili istatistikler elde edilir. Karmaşık karar ağaçlarında başka yaklaşımlar da söz konusudur:

- Yine karar ağacının en sağından başlanır. Ancak ağacın dalları stokastik ilkesine göre budanır. Örneğin, bir dal, bir başka dala göre daha düşük beklenen parasal değere ve yüksek varyansa sahipse elenir. Bu üstünlük yöntemi, karar kümesini azaltıp etkin karar kümesi üzerinde yoğunlaşmayı kolaylaştırır.
- Simülasyona bazı karar kuralları konarak ağacın yapısını etkilemeyen hesapsal yalınlaştırmalar yapılabilir. Örneğin, bir simülasyon denemesinde herhangi bir rassal olayın değeri (bölgesel pazardaki talep gibi) önceden belirlenmiş bir değeri aşarsa, daha sonra bu olaya dayanarak alınacak karar (ulusal pazara girme gibi) gözönüne alınmaz.

Stokastik karar ağacı yöntemi, karar vericinin sorunu açık olarak tanımlaması, tüm alması ele alması ve karşılaşılabileceği risk ve belirsizliklerin niteliğini açıklaması nedenleri ile çok yararlıdır. Başka bir değişle, çok aşamalı stratejik yatırım kararları açısından sorunun daha iyi anlaşılmasını kolaylaştırması, yöntemin en önemli üstünlüğüdür. Ayrıca karar ağacı tasarımı, hangi bağımlılık ilişkilerinin modellenmesi gerektiğini açık olarak ortaya koyar ve bu ilişkilere göre olasılık dağılımlarının daha doğru hesaplanmasını kolaylaştırır [33,34].

Ancak gerçek yaşamda karar verici, bir çok seçeneği ve belirsizlikleri düşünmek zorundadır. Karar verici yeterince dikkatli olamazsa, ağaç çok sayıda dala sahip olabilir. Böyle bir durumda, modelin karmaşıklığı (bağımlılığın daha yalın olarak ortaya konması) ile hesaplamalara (olasılık dağılımları) ilişkin etkinlikler arasında bir denge sağlanmalıdır [72].

4.1.4 Duyarlılık Analizi

Duyarlılık analizinde, incelediğimiz ürünün maliyetine ve gelirine etki eden faktörler analiz edilecektir. Her bir maliyet ve gelir faktörünün işletme kazancı üzerine etkisi ayrı ayrı incelenmelidir. Yapılan analizde ürünün ömrü, talep faktörleri ve esnekliği de incelemenin içinde yer alacaktır. Ürünün maliyetini ve satışını etkileyen etmenler tespit edildikten sonra, bunların işletme kazancı ve kar payı üzerindeki etkileri incelenerek kazanç ve kar payı tespit edilir. Duyarlılık analizinde, maliyeti etkileyen tüm veriler incelenir. Satış için de aynı durum söz konusudur. Geçmiş verilerden de faydalanılarak, yapılan analizde değişik seçenekler değerlendirilebilir. Analizde değerlendirilen bu bilgilerin kesinliği konusunda birşey söylenemez [39,73-76].

4.1.5 Simülasyon

Daha önce yatırım projelerinin değerlendirilmesinde bu yöntem incelenmiş ve çeşitli bilgiler verilmiştir. Burada da simülasyon yöntemi konusunda genel bir bilgi verilecektir. Simülasyon, son yıllarda oldukça kullanılan bir tahmin yöntemidir. Duyarlılık analizindeki aynı model kullanılarak, kazanç tahmini ve potansiyel tahmin riskini bulmak için simülasyon yaklaşımından yararlanılabilir. Simülasyon yöntemiyle, işletmenin etkilendiği değişik etmenlerin birleşimi sonucunda ortaya çıkan kazanç tahmini yapılır. Yöntemde kullanılan faktörler pazar analizleri, yatırım maliyetleri analizleri, değişken ve sabit masraflar analizi olarak üçe ayrılabilir.

Simülasyonda öncelikle, geçmiş değişkenler, ekonomik indeks, pazar ve sanayi yapısı incelenir. Makro değişkenlerin analizinden sonra, simülasyonda rasgele değişkenler seçilir ve değişken değerlerin oluşturduğu potansiyel kazancın hesabı ve birinci işlem sonrası hangi kar miktarının hangi aralıkta oluşacağını hesabı yapılır. Kısaca söylemek gerekirse, simülasyonda başa baş analizindeki etmenlerin değeri ve bu değerlerin ortaya çıkma olasılıkları belirlenmektedir. Bu işlemle hammadde, işçilik ve diğer bütün faktörlerin fiyatlarının olasılık dağılımı ya geçmiş verilere göre hesaplanmakta ya da deneyim ve düşüncelere göre saptanmaktadır.

Simülasyon yönteminde, yatırım riskini ve verimliliğini etkileyen tüm faktörlerin olasılık dağılımları tespit edilir. Birinci aşamada oluşturulan olasılık dağılımlarından rasgele değerler seçilir ve bunların kar ve zarar analizi yapılır. Ayrıca pazar payının ne kadar büyüyüp işletme kazancını ne kadar artıracığı hesaplanır. Benzer şekilde,

birçok defa rasgele seçilen değerler grubu için işletme karları hesaplanır. Bu işlemler yapıldığında hesaplanan kazançlardan birisi diğerlerinden daha fazla tekrarlanır veya simüle edilmiş kar olasılık dağılımları arasına düşer. Bu olasılık dağılımlarından sonra, standart sapma ve beklenen kazanç hesaplanabilir. Elde edilen bu istatistiki verilere göre tahmini riskin ne kadar büyük olacağına ve bunun ne kadarının kabul edilebileceğine karar verilir. Bu yöntemle, maliyeti yüksek olabilecek gerçek kararların sonucu yaşanmadan, değişik kararlar denenerek en iyi karar saptanmaya çalışılır. Gerçekte verilecek kararlar ve sonuçları uzun bir dönemi kapsar. Simülasyonda bu süre çok kısadır. Simülasyon, işletmenin tüm fonksiyonlarını analiz eder. Ayrıca simülasyon yöntemi, daha önce açıklanan tüm yöntemler arasında koordinasyonu sağlayarak hepsini değerlendirebilir [39,77-80].

4.2 Elektrik Güç Sistemlerinin Üretim Kapasitesi Planlamasında Kullanılan Yöntemler

Üretim kapasitesi planlaması problemi karmaşık bir yapıya sahiptir. Probleme genel olarak bakıldığında, uzun dönem planlama için sistemin boyutu, güvenilirlik sınırları, yapım ve işletme maliyetlerinin minimizasyonu gibi çeşitli kriterlerin bulunduğu görülür. Bunlara dayanarak, planlamayı optimal olarak gerçekleştirecek bir modelin seçilmesi, problemin ilk ve en önemli adımıdır.

Üretim kapasitesi genişletme planlaması (Generation Expansion Planning = GEP) problemine uygulanan pek çok model geliştirilmiştir. Bunlardan ilki Anderson tarafından 1972'de yapılan geniş çaplı bir çalışmadır. Bunu izleyen Sassoon ve Merrill, Knight, Hofmann, Baughman ve Vanston tarafından yapılan çalışmalar vardır. Yapısının karmaşıklığı ve gözönüne alınacak belirli kriterler, problemin ayrıntılı olarak incelenmesini gerektirir. Bu incelemelerde çeşitli güçlüklerle karşılaşılır. Örneğin, birbirleriyle çelişen üretim maliyeti ve güvenilirlik sorununun bir arada ele alınması problemin zorluklarından biridir. Bu yüzden problemin çözümü için, değişik kıstaslara dayalı bir çok farklı model geliştirilmiştir [3,5,6,12,13].

Üretim kapasitesi planlama probleminin çözümünü kolaylaştırmak amacıyla, benzer üniteler birleştirilir, alt sistemler oluşturulur ve benzetim (simülasyon) uygulamaları yapılır. Gerekli kabuller ve benzer özelliklere dayanılarak yapılan bu işlemler, bütün

planlama modellerinde kullanılmaktadır. Ancak, benzetim teknikleri yalnızca üretim genişletme modellerinin oluşturulmasında ele alınır; genişletme planının optimize edilmesinde benzetim yaklaşımı yoktur.

Güç sistemlerinin genişletilmesiyle ilgili problemin optimum çözümü, aşağıdaki bilgilerin toplanmasını gerektirir [7]:

- Düşünülen sürenin her yılı için sistemin güç talebi ile ilgili maksimum kapasite, enerji tüketimi ve toplam yükün mevsimsel, ekonomik, endüstriyel vb. Faktörlere bağlı olarak belirlenen karakteristikleri gibi bilgiler,
- Kullanılan birincil enerji kaynakları ile bu kaynakların ekonomik durumları, kullanım limitleri,
- Şebeke elemanlarının ve güç üretim birimlerinin ekonomik ve teknik özellikleri,
- Sistem elemanlarının güvenilirliğini belirlemede etkin olan hata oranlarını da kapsayacak şekilde, santrallerin kullanım ve kayıp istatistikleri,
- Amaç fonksiyonunun karakteri ve şekli.

Genişletme optimizasyonu probleminin bilinmeyenleri ise genel olarak şunlardır [7]:

- Yeni bir tesisin işletmeye giriş tarihi,
- Kurulacak tesisin tipi, üretim birimlerinin kapasitesi, yakıt cinsi, ünite sayısı vb.,
- Düşünülen periyotta, her yıl üretime girecek kapasite.

Uzun bir döneme ilişkin çözüm, tesislerin optimum yapısını ve şebeke konfigürasyonunu, düşünülen periyodun her yılı için belirleyecek şekilde olmalıdır.

Güç sistemlerinin genişletilmesinde kullanılan optimizasyon teknikleri, genel olarak, doğrusal (lineer) ve doğrusal olmayan (nonlinear) matematiksel programlama teknikleridir. Matematiksel programlama, optimizasyon problemine uygun algoritmalar sağlayarak istenen koşullara uygunluğu araştırılan ve çözen bir bilgisayar uygulamasıdır. Doğrusal programlama tekniklerinde, amaç fonksiyonu ve tüm sınırlama eşitlik ve/veya eşitsizlikleri doğrusal denklemlerdir. Amaç fonksiyonu doğrusal değilse, doğrusal olmayan programlama teknikleri kullanılır. Bu durumda, sınırlama eşitlik ve/veya eşitsizlikleri de doğrusal değildir. Bu tür optimizasyon problemleri birden çok çözüm verirler.

Bilinmeyenlerin durumuna göre matematiksel programlamanın doğrusal ve doğrusal olmayan teknikleri, sürekli (continuous), ayrık (discrete) ve tamsayı (integer) programlama gibi alt sınıflara ayrılabilir.

Bu bölümde üretim kapasitesi planlamasının çözümü için geliştirilmiş değişik modeller incelenmiştir. İlk olarak doğrusal ve doğrusal olmayan programlama modelleri tanıtılmıştır. Buna benzetim yaklaşımı ve dinamik programlama izlemektedir. Son olarak karma tamsayı programlama (mixed integer programming-MIP) modeli verilerek her bir yaklaşımın birbirine göre üstünlükleri ve kusurlarının karşılaştırılması yapılmıştır.

4.2.1 Doğrusal Programlama Modelleri

Üretim kapasitesi planlaması için Anderson tarafından kurulan model, bugüne kadar bir çok uygulamada temel kaynak oluşturarak en çok kullanılan model olmuştur. Anderson'un formülasyonu, yatırım planlamasındaki maliyet minimizasyonundan yola çıkar. Bu konuda daha önce Massé, Gibrat ve daha sonra Bessiere'in çalışmaları da pek çok optimizasyon modeline uygulanmıştır. Anderson'un modelinde kapital (sermaye) ve işletme maliyetleri minimize edilirken, talebi karşılayacak kapasitelerin üretim limitleri, güvenilirlik gibi bazı kriterler de gözönünde tutulmuştur. Karar değişkenleri, her tesisin güç üretimi miktarı ve planlama döneminin her periyodu içinde kurulacak kapasitenin sınır değerleri olarak verilmiştir [1-3].

Anderson'un modelinde kullanılan göstergeler şunlardır:

- j üretim birimleri,
- t zaman periyotları,
- i zaman periyotlarına ait zaman dilimleri.

Modelin karar değişkenleri de şunlardır:

- k_j j. üniteye kurulu kapasite değeri (MW)
- g_{jt} t. periyodun, i. diliminde, j. ünitenin çalışma kapasitesi (MW)

Parametreler ise şöyle tanımlanmıştır:

- Y_j j. ünitenin bugünkü değere indirgenmiş birim yatırım maliyeti (\$/MW)

I_{jt} t periyodunda j. ünitenin bugünkü değere indirgenmiş birim işletme maliyeti (\$/MWh)

w_i her zaman periyodu içindeki i zaman diliminin saat olarak uzunluğu (h)

P_{ti} t periyodunun i. diliminde karşılanması gereken güç (MW)

m gerekli tepe değeri karşılamada yedek kapasite katsayısı

u_j j. ünitenin genişleme kapasitesinin üst sınır değeri (MW)

a_{jt} j. ünitenin t. periyot içindeki kullanılabilirlik katsayısı

Bunlara göre Anderson'un modeli, yapım ve işletme maliyetlerini birlikte minimize edecek olan amaç fonksiyonu A,

$$\min A = \sum_j Y_j k_j + \sum_i \sum_j \sum_t I_{jt} g_{ji} w_i \quad (4.1)$$

ile sınırlama eşitsizliklerinden oluşur. Bu sınırlama eşitsizlikleri aşağıda açıklanmıştır:

İşletmede olan tesislerin toplam üretimlerinin, talep değerini karşılamaya yeterli olması şöyle verilir:

$$\sum_j g_{ji} \geq P_{ti} \quad \text{her } t, i \text{ için} \quad (4.2)$$

İşletmede olan tesislerin güç üretimleri, bu tesislere ait kurulu kullanılabilir kapasite ile,

$$g_{ji} \leq a_{jt} k_j \quad \text{her } j, t, i \text{ için} \quad (4.3)$$

olarak sınırlıdır.

Toplam kurulu kullanılabilir kapasitenin, tepe yükü güvenilir bir şekilde karşılayabilmesi gereği şöyle açıklanır:

$$\sum_j a_{jt} k_j \geq P_{ti} (1 + m) \quad \text{her } t, i \text{ için} \quad (4.4)$$

Her tesise ait kurulu güce yapılacak eklemenin belirli bir sınırı aşmayacağı

$$k_j \leq u_j \quad \text{her } j \text{ için} \quad (4.5)$$

eşitsizliği ile belirlenmiştir. Ayrıca doğrusal programlamanın (linear programming-LP) yapısından gelen ve karar değişkenlerinin daima sıfır veya pozitif değer alması gereğini belirleyen

$$k_j, g_{ji} \geq 0 \quad (4.6)$$

sınırlaması da modele zorunlu olarak girmektedir.

Bu formülasyon, kapasite planlaması problemine kesin kabuller gerektirmektedir. İlk olarak üniteler, tiplerine göre hidrolik, termik, nükleer vb. olarak sınıflandırılırlar. Her tip ünite için sabit birim maliyet kabul edilir. Talep değerleri ise yük eğrisine göre belirlenir. Her t periyodu içinde zaman eksenini w_i uzunluğunda i dilimlerine ayrılır. Bu w_i uzunluklu dilimlere karşı gelen talep seviyeleri P_{it} değerleriyle gösterilir. Diğer bir kabul ise, t. periyotta, j. ünitenin a_{jt} kullanılabilirlik faktörü değerinin kestirimidir. Bu parametre, mevcut ünitelere ait bilgilerden türetilir. j. ünitenin işletmeye girmesinden önceki yıllar için sıfırdır. Son bir kabul, yedek kapasite ile güvenilirliğin sağlanması için yapılır. Bu model ile 20 yıllık bir plan dönemine ait, 10 bölümlü yük eğrisi ve 25 değişik karakterli ünite içeren bir genişletme projesi gözönüne alınırsa, problem 5025 karar değişkeni ve 5220 sınırlama denklemi içereir. Problemin boyutlarının büyüklüğü modelin en büyük kusurudur. Diğer bir kusur ise, modelde kullanılan bazı büyüklüklerin hesaplanarak modele hazır veri olarak verilmesidir. Ayrıca, (4.1) denklemindeki sabit birim maliyetlerinin tahmini değerlerinin kullanılması, üretim maliyeti hesaplarının doğruluğunu da engeller.

Beglari ve Laughton, LP modelindeki sabit birim maliyetlerinin kestiriminden gelen hatayı önlemek amacıyla bir yaklaşım getirmişlerdir. Modelleri, yatırım ve işletme problemlerini ayrı ayrı çözen ve her ikisi arasında optimalliği sağlayan bir iterasyon tekniğine dayalıdır [4].

Üretimde kapasitesi planlaması probleminin çözümünde kullanılan doğrusal programlama modelleri, model boyutu, üretim maliyetinin doğruluk derecesi, sabit maliyetin kullanımındaki farklılıklar gibi kusurları içerirler. Buna karşın pek çok üstünlükleri de bulunduğundan, LP problemlerine bilgisayarla çözüm arayan çeşitli teknikler geliştirilmiştir. Ayrıca bu çözümlerin parametrelere göre duyarlılık

analizleri yapılabilir. Bundan dolayı LP modeli, kapasite planlamasında daima önemli bir yere sahiptir.

4.2.2 Doğrusal Olmayan Programlama Modelleri

Planlama çalışmalarıyla ilgili olarak NLP modelleri 1970'de Fransa'da Bessiere ve 1978'de İngiltere'de Jenkin tarafından geliştirilmiştir. Yapılan çalışmalarda LP modellerine kıyasla problem boyutunu küçültmek amaçlanmıştır [8,9].

Bir doğrusal olmayan planlama (non-linear programming-NLP) modelinin genel yapısı basit olarak şöyle özetlenebilir: Belli bir t yılı için, üniteler I_{jt} birim işletme maliyetine göre şu şekilde sıralanırlar:

$$0 \leq I_{1t} \leq I_{2t} \leq \dots \leq I_{jt} \quad (4.7)$$

Talep belirli bir değere ulaşır, bu değer mevcut ünitelerin toplam kapasitesi ile karşılanamadığı zaman yeni bir işletme işletmeye açılır. Böylece, t periyodunda, işletmeye açılan j. ünitenin işletme maliyeti şöyle olur:

$$I = I_{jt} \left[s_t \left(\sum_{j=1}^k g_j \right) - s_t \left(\sum_{j=1}^{k-1} g_j \right) \right] \quad (4.8)$$

Burada,

I_{jt} t periyodunda j. ünitenin yıllık birim işletme maliyeti

g_j j. ünitenin işletme kapasitesi

$s_t \left(\sum_{j=1}^k g_j \right)$ t periyodunda $\left(\sum_{j=1}^k g_j \right)$ işletme kapasitesinin sürekliliği

olarak verilmiştir. Buna göre t yılındaki toplam işletme maliyeti (TI_t) şu denklem ile verilir:

$$TI_t = \sum_{j=1}^J \left\{ I_{jt} \left[s_t \left(\sum_{j=1}^k g_j \right) - s_t \left(\sum_{j=1}^{k-1} g_j \right) \right] \right\} \quad (4.9)$$

İşletme maliyeti, kurulu gücün sürekliliği, sistemdeki ünitelerin kapasiteleri ve onların özelliklerine uygun bir biçimde belirlenir. Sermaye maliyetleri ve işletme maliyetleri A amaç fonksiyonunda birleştirilir.

Y_j j. ünitenin birim yatırım maliyeti

k_j j. ünitenin kurulu gücü

olmak üzere, amaç fonksiyonu şu şekilde yazılır:

$$\min A = \sum_{j=1}^J Y_j k_j + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J \left\{ I_{jt} \left[s_t \left(\sum_{j=1}^k g_j \right) - s_t \left(\sum_{j=1}^{k-1} g_j \right) \right] \right\} \quad (4.10)$$

Tepe talebi karşılayacak,

$$\sum_{j=1}^J k_j \geq P_{\max} \quad (4.11)$$

sınırlaması ile model tanımlanır. Burada $P_{\max}$, bütün planlama dönemi içinde tepe gücü değeridir.

Bu formülasyon, LP'ya göre problem boyutunu önemli bir ölçüde düşürür. LP ile modellenen 20 yıllık planlama için 25 üniteli bir sisteme ait 5025 karar değişkeni ve 5220 sınırlama denklemine karşı model, 25 karar değişkeni ve bir sınırlama denklemine indirgenmiş olur. Bununla beraber çözümde kullanılacak başka pek çok bilgiye gerek vardır. Bu nedenle Evans 1970'te basit bir NLP modeli geliştirmiştir. Bu modelin formülasyonu, basit bir quadratik programlama problemidir. Çözüm daha az ön bilgiyi gerektirmektedir [14].

NLP formülasyonunda, üretim maliyeti değerinin belirlenmesinde Jenkin, sistem benzetiminden yararlanmıştır [9].

Farklı bir yaklaşım Electricité de France'dan Paramantier tarafından ortaya konmuştur. Bu modelle, ısı ve güç sistemlerinin her ikisi için planlama problemi ele alınarak optimalite koşullarına dayalı bir çözüm yöntemi verilmiştir. Paramentier, ana problemi NLP ile, işletme maliyeti alt problemini ise LP ile çözen bir model geliştirmiştir [10].

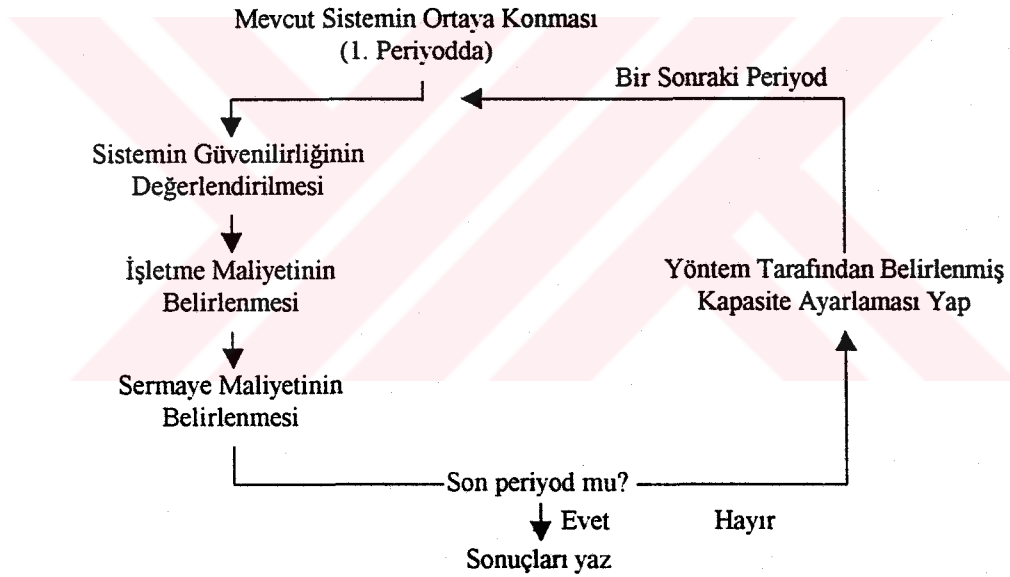
1980'de Stoughton, Chen ve Lee tarafından uzun dönem planlama için yeni bir NLP modeli geliştirilmiştir [15].

LP ve NLP modellerinin her ikisi de aynı temel kabullere dayalıdır. Bu yüzden, iki yaklaşımdan birinin seçimi, hesaplama boyutu, kullanım kolaylığı, uyarlanabilirlik ve ileri optimalite analizi gibi kriterlere göre yapılır.

4.2.3 Benzetim Modelleri

Benzetim yaklaşımı, sistem davranışı ve sistemin işleyişi ile ilgili bilgilerin elde edilmesinde kullanılan yöntemlerden biridir. Bunun için üretim sisteminin işleyişini günlük, haftalık ve diğer periyodik zaman dilimlerine göre modellemek gerekir. Ancak işlemin karmaşık ve olasılıklı yapısı güçlükler yaratır. Modelin ayrıntılarına inildikçe bu güçlükler artar. 1971’de Booth tarafından yapılmış olan 50 ünitelik bir sistemin benzetim modeli oldukça kapsamlı bir çalışmadır. Diğer taraftan, benzetim modelleri planlama çalışmaları için önemli olanaklar sağlarlar. Bu modeller ile yerleşim, güvenilirlik, ekonomik planlama ve çevresel sorunlar ile ilgili bilgiler elde edilmiş olur [11].

Üretim kapasitesi planlama çalışmalarında kullanılan benzetim tekniği uygulaması, genel olarak Şekil 4.2’de gösterilen işlem sırası ile gerçekleştirilir:



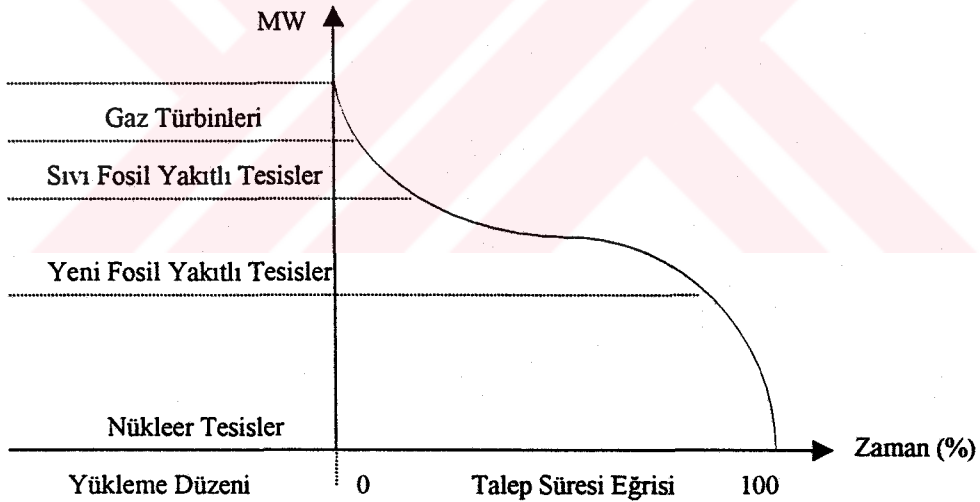
Şekil 4.2 Kapasite Genişletme Planlamasında Kullanılan Benzetim Uygulamasının Genel Yapısı

Verilen sistem için her iterasyonun bir zaman periyodu içinde gerçekleştiği görülmektedir. Optimal üretim planlaması paket programları General Electric tarafından geliştirilmiştir. Bunların geniş çaplı uygulamaları 1973’te Adamson, Kenny, Moisan, 1974 ve 1975’te Marsh, Moisan ve Murrel, 1975 ve 1976’da Garver tarafından yapılmıştır [18].

Optimal üretim planlaması programları ayrıca Electric Power Research Institute (EPRI) ve Control Analysis Corporation (CAC) tarafından da geliştirilmiştir. Bunlara ait uygulamalar ise 1977'de Lansdowne, Rudasill ve Yu tarafından yapılmıştır [18].

Optimal üretim planlaması ve güç artırılması planlaması, Şekil 4.2'de verilen şemaya uygun olarak gerçekleştirilebilir. Sistemin güvenilirliğinin değerlendirilmesi ise kapasite açığı olasılığı (Loss of Load Probability-LOLP) yaklaşımı ile yapılır. İşletme ve sermaye maliyetinin belirlenmesinde bazı kabullerin yapılması ile işlemler basitleştirilir. Optimal üretim planlaması ve güç artırılması planlaması uygulamalarında en önemli konu, eklenecek kapasitenin seçimidir. Planlama döneminin her yılı ve her işletme koşulu için bu seçim yapılmalıdır.

Benzetim modellerinin pek çoğu yükleme sırasının tahminine dayandırılır. Böyle bir çalışmada Şekil 4.3'te gösterilen düzenlenmiş sürekli yük eğrisi kullanılır. Bu eğri üzerinde yapılan sıralama ile her tesis grubunun işletmede kalacağı toplam süreler bulunur.



Şekil 4.3 Termik Sistemlerin Yükleme Düzeni

Şekilden de görüldüğü gibi maliyet minimizasyonunun sağlanması için en pahalı tip tesisler en az işletilmelidir. Böyle bir temele dayalı modelleme çalışmaları, 1978, 1979 ve 1981 yıllarında Finger, Tabors ve Cox tarafından yapılmıştır. Finger tarafından geliştirilen modelde diğerlerinden farklı olarak, hidrolik tesisler de sisteme dahil edilmiştir [18].

Benzetim modellerinde, ünitelerin ürettiği toplam gücün belirlenmesi, eşdeğer yük eğrisine göre yapılır. Eşdeğer yük eğrisi, her bir ünitenin yük eğrilerinin birleştirilmesi (convolution) ile türetilir. Maliyetler, ayrıntılı işlemlerle belirlenmeye çalışılır. En büyük sorun ise genişleme gerekli olduğu durumlarda, optimal genişleme planı içinde, bunun nasıl gerçekleştirileceğinin kesin bir biçimde belirlenmemiş olmasıdır.

Benzetim, sistem planlayıcıya sistemin işletilmesi ve sistem davranışı ile ilgili ayrıntılı bilgileri elde etmede olanak sağlar. Ancak modelin kurulması aşamasında, modelin bölümleri, değişkenleri, parametreleri ve modeldeki fonksiyonel ilişkilerin sağlıklı bir biçimde belirlenmesi gereklidir.

4.2.4 Dinamik Programlama Modelleri

Dinamik programlama (Dynamic Programming-DP), genel olarak uzun dönem planlama problemlerinde kullanılır. Belli bir plan döneminin belirli bir noktasında, üretim kapasitesinin bileşimi ve miktarı durum değişkenleri ile verilir. İstenen periyotlarda sermaye (kapital) ve işletme maliyetleri benzetim teknikleri ile belirlenir. Sermaye ve işletme maliyetlerini içeren üretim maliyeti fonksiyonu minimize edilir. Güvenilirlik garantisi ve sisteme ait diğer kriterler, sınırlama denklemlerini oluşturur [18].

Üretim kapasitesi planlaması için kullanılan DP modelinin bilinmeyenleri şunlardır:

$I_t(S_t)$ t periyodunda sistem S_t durumunda iken, sabit işletme maliyetinin bugünkü değeri

d iskonto oranı

$DI_t(S_t)$ t periyodunda sistem S_t durumunda iken tahmin edilen değişken işletme maliyeti

$Y_t(dS)$ t periyodu içindeki dS genişletmesine ait yatırım (sermaye) maliyetinin t periyodu başına indirgenmiş bugünkü değeri

dS t periyodu boyunca kapasite artışı

Buna göre problem, maliyetleri minimize eden bir amaç fonksiyonu,

$$I_t(S_t) = \min \{Y_t(dS) + d.I_{t+1}(S_{t+1})\} + DI_t(S_t) \quad (4.12)$$

ile,

$$I_{t+1} = 0 \quad (4.13)$$

kısıtlama denkleminde oluşur.

Amaç fonksiyonu içinde yer alan S_{t+1} , şöyle tanımlanmıştır:

$$S_{t+1} = S_t + dS \quad (4.14)$$

DP problemlerinde, durum değişkenlerinin sayısı arttıkça hesaplama işlemleri üstel olarak artar. Bu yüzden bu tip modellerde, durum değişkenlerinde sınırlamalar yapılır.

Henoult tarafından üretim planlaması için geliştirilen bir DP modelinde tek bir durum değişkeni vardır. Malzeme hataları yüzünden güvenilirlik sınırının aşılmasını önlemek için amaç fonksiyonu bir penaltı terimi içerir. İşletme maliyeti, ortalama talep değerlerine göre belirlenir. Maliyetler, ayrıca bakım masraflarını ve iletim kayıplarından doğan masrafları da içermektedir [18].

Oatman ve Hamant'ın geliştirdikleri modelin çözümüne önce, mümkün olan değişik genişletme durumlarının üretilmesi ile başlanır. Çözümde, kapasite genişletme ile birlikte, belirlenmiş bir yedek katsayısı ile güvenilirlik analizi de yapılır. Irisari, her ünite için sabit yük faktörü ve sabit birim işletme maliyeti belirlemiştir. Model her periyot için kesin bir bütçe sınırı içerir ve bir periyottan diğerine para aktarımına izin vermez. Peschon ve Jamouille, ayrıntılı bir benzetim modeli kurmuşlar, fakat DP ile çözdükleri problemde üretim maliyetini çok basit şekilde hesaplamışlardır [18].

En ilginç DP modellerinden biri Peterson tarafından geliştirilmiştir. Bu model hidrolik, termik, nükleer, gaz türbini tesislerine ait dört dizi durum değişkeni içerir. Bu modelde güvenilirlik, yedek kapasitenin %15'i oranında sağlanmıştır. Model, talebi karşılamada yapılacak herhangi bir hataya karşı penaltı terimi içermektedir [18].

Sadece dağıtım sistemi planlamasında kullanılmak üzere bir DP modeli ise Obrad tarafından geliştirilmiştir. Bu model, dağıtım sisteminin tüm elemanlarına ait yapım,

işletme ve bakım maliyetleri ile birlikte bu elemanlarda oluşan kayıpları da dikkate almaktadır [16].

DP modelleri, farklı sistem yapılarına kolayca uyarlanabilir. Üretim sistemi ister ünitelerin tiplerine göre, isterse şebeke konfigürasyonuna göre gruplanmış olsun, DP modeli kurulabilir. DP modelleri ayrıca üretim fonksiyonu ve güvenilirlik ölçümü için farklı yöntemlerin uygulanmasına da esneklik sağlarlar. Örneğin, Peterson, hidrolik kaynakların optimizasyonunu bir alt problem olarak çözüp, bunu modele veri olarak sunmuştur. Kapasite ve bütçe sınır değerleri modelin sınırlama denklemlerini oluşturur. Model, periyotlar arasında bir para akışına izin veriyorsa daha cazip hale gelebilir. Özetle DP, diğer modellerin pek çok özelliğine sahiptir. Ayrıca, modelleme esnekliğine sahip oluşu önemli bir üstünlüğüdür [18].

4.2.5 Karma Tamsayı Programlama Modelleri

Doğrusal programlama problemlerinde, optimum çözüm tablosuna giren değişkenlerin tümünün veya bir kısmının tamsayı değerler alması gerekebilir. Örneğin, kaynakların veya ürünlerin parçalanmaması yani tamsayılı birimler olması istenir. Böyle durumlarda temel değişkenlerin hepsi veya bir kısmı, ancak tamsayı değerlere karşı geldiklerinde bir anlam taşırlar. Temel değişkenlerin tümünün tamsayı değer alması gerekiyorsa problem, Tamsayı Programlama (Integer Programming-IP), bir kısmının tamsayı değer alması gerekiyorsa Karma Tamsayı Programlama (Mixed Integer Programming-MIP) modelleri seçilir.

Tamsayı programlamanın bir çözüm tekniği olan dal-sınır çözüm tekniğinde, karar değişkenlerinin tamsayı olması koşulu, bir kısıtlama olarak problemin kuruluş aşamasında ortaya konur. Problem, bu kısıtlamayı da gerçekleyecek şekilde çözülür.

Tamsayı programlama ile doğrusal programlama arasındaki benzerlik ve farkların ortaya konmasıyla bu iki programlama tekniği arasındaki ilişki açıklanabilir. Doğrusal programlamanın varsayımları şu şekilde sıralanabilir [17]:

- Doğrusallık
- Sınırlılık
- Statik zaman periyodu
- Bölünebilirlik

Bu varsayımlardan sadece dördüncüsü tamsayı programlama problemleri için geçerli değildir. Çünkü bu varsayım, problemle ilişkili karar değişkenlerinin sürekliliğini belirler. Bu yüzden tamsayı programlama problemlerinde kullanılmaz.

Ekonomik ve teknolojik nedenlerden dolayı, tamsayı programlamanın optimal çözümünde her zaman bütün büyüklüklerin tamsayı olması istenmeyebilir. Bu durumda, karma tamsayı programlama (MIP) kullanılır.

Bir karma tamsayı maksimizasyon probleminin optimal çözümündeki amaç fonksiyonunun değeri, her zaman aynı problemin tüm tamsayı kısıtlaması altındaki optimal çözümün amaç fonksiyonu değerine eşit ya da ondan büyüktür. Yine her zaman, aynı problemin amaç fonksiyonunun değeri, tamsaysız optimal çözümün amaç fonksiyonu değerine eşit ya da ondan küçüktür. Bir minimizasyon probleminde ise bu açıklamanın tersi geçerlidir.

Bir problemde tamsayılı bir çözüme ulaşmak istenildiğinde, mümkün olan çözümlerin sınırlı sayısı söz konusu olur. Bu durumda herbir mümkün teorik çözüm, tek tek ele alınarak değerlendirilir ve optimum çözüm bulunur. Eğer birkaç tamsayı değişken varsa, tüm çözüm grupları içinden en uygununun seçimi için gerekli eleme yapılması gerekir. Bu da en iyi şekilde dal-sınır tekniği ile sağlanır.

Üretim genişletme planlamasına uygulanacak bir MIP modelinin göstergeleri, bilinmeyenleri ve katsayıları şunlardır:

j	üniteler
t	zaman periyotları
k_j	j . ünitenin kurulu olup olmamasına göre 0 veya 1 değerini alacak tamsayı değişken
g_{jt}	t . periyodunun i . bölümünde j . ünitenin güç üretimi (MW) olarak tanımlanan modele ilişkin bilinmeyenlerdir.
Y_j	j . ünitenin birim yatırım (sermaye) maliyeti (\$)
I_{jt}	t periyodu için j . ünitenin birim işletme maliyeti (\$/MWh)
w_i	zaman periyodu içindeki i . zaman diliminin saat olarak uzunluğu (h)
a_{jt}	t periyodunda j . ünitenin kullanılabilirlik katsayısı (j . tesis kurulmamışsa sıfır kabul edilir)

- m beklenenden fazla bir taleple karşılaşılması durumunda gerekli olacak yedek kapasite katsayısı $0 \leq m \leq 1$
- u_j j. ünitenin kapasite genişlemesinin üst sınırı (MW)

Bu tanımlanan büyüklüklerle kurulan genel bir MIP modeli, birimlerin yatırım ve işletme maliyetlerini minimize eden A amaç fonksiyonu,

$$\min A = \sum_j Y_j k_j + \sum_i \sum_j \sum_t I_{jt} g_{jt} w_i \quad (4.15)$$

aşağıdaki sınırlama denklemlerinden oluşur:

Belirli bir dönemde işletmedeki birimlerin toplam güç üretimlerinin, o döneme ait güç talebini karşılayabilmesi,

$$\sum_j g_{jt} \geq P_{it} \quad \text{her } t, i \text{ için} \quad (4.16)$$

ile verilir. Bir birimin güç üretimi, o birimin kurulu kullanılabilir kapasitesinin üst sınır değeri ile şöyle sınırlandırılmıştır:

$$g_{jt} \leq a_{jt} k_j u_j \quad \text{her } j, t \text{ ve } i \text{ için} \quad (4.17)$$

Toplam kullanılabilir kapasitenin üst sınır değerinin, belli bir güvenlik payı ile tepe gücü karşılayabilmesi şu denklemle belirlenmiştir:

$$\sum_j a_{jt} k_j u_j \geq P_{it} (1 + m) \quad \text{her } t, i \text{ için} \quad (4.18)$$

Her bir birimin kurulu kapasitesi, o birime ait kapasitenin üst sınır değeri ile şu şekilde sınırlıdır:

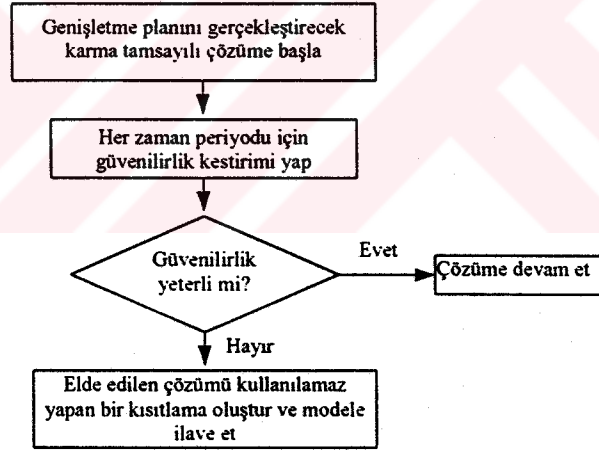
$$k_j \leq u_j \quad \text{her } j \text{ için} \quad (4.19)$$

Ayrıca, daha önce de belirtildiği gibi, ekleme kapasitesi, eklemenin yapılmış olup olmadığına bağlı olarak şöyle tanımlanır:

$$k_j \in \{0,1\} \quad \text{her } j \text{ için} \quad (4.20)$$

MIP modelleri, planlayıcılar tarafından değişik uyarlamalarla kullanılmışlardır. Sherer ve Joe tarafından sunulan bir MIP modelinde LOLP güvenilirlik değerlendirmesinin bulunması bir yenilik olmuştur. Bununla beraber model statik bir yapıda olup, planlama döneminin periyotlarını ardışık olarak dikkate almaz. Problemi tek bir zaman periyodu içinde çözer. Benzer MIP çalışmaları Gately ve Manne tarafından yapılmıştır [18].

Güvenilirlik değerlendirmesinde kullanılan yöntemler, genellikle olasılık hesapları, integral ve konvolüsyon gibi hesaplamalardan oluştuğu için MIP modellerine sokulamazlar. MIP modellerinin yapısı nedeniyle, tamsayı ve sürekli sistem değişkenleriyle, güvenilirlik sınırlandırması arasında doğrusal bir ilişki kurarak modele verilmesi gerekir. Bu nedenle MIP modellerinde ancak yedek kapasite katsayısı kullanılarak güvenilirlik sağlanabilir. MIP modeli kullanıldığında, plan döneminin her yılı için güvenilirlik garantisini kontrolü gerekir. Kontrol sonucu sistem güvenilir bulunmamışsa, güvenilirliği sağlayacak yeni bir çözüm aranır. Şekil 4.4'te güvenilirliğin sağlanmasına ilişkin bir akış şeması verilmektedir.



Şekil 4.4 MIP Modelinde Güvenilirliğin Kontrolü

Şekilde görüldüğü gibi güvenilirlik garantisi için, belirlenen güvenilirlik sınırının yeterliliği, çözümün akışında kontrol edilir ve yeterlilik sağlanması durumunda çözüme devam edilir. Aksi halde, elde edilen çözümü kullanılamaz yapan bir kısıtlama oluşturulur ve modele ilave edilir. Burada iki önemli zorluktan biri güvenilirliğin çabuk ve etkin biçimde değerlendirilmesi, diğeri elde edilen çözümü kullanılamaz yapan kısıtlamanın oluşturulup modele ilave edilmesinden sonra elde edilecek yeni çözümün optimallliği sağlaması gerektiridir. Bunun için, güvenilirlik

değerlendirilmesinde kullanılan yöntem çok basit olsa bile, üretim genişletme planlaması modellerinde güvenilirlik garantisinin sağlanması çok karmaşık bir sorundur.

MIP modellerinin geniş sistemlere uyarlanabilirliği Sawey, Iwayemi, Noonan ve Rowse tarafından geliştirilmiştir. Bu modeller bazı yönlerden birbirlerinden farklıdır. Sawey ve Iwayemi, iletim planlamasını modellerine katmışlar, Noonan ve Rowse ise, modelin dışında bırakmışlardır. Sawey, hidrolik üniteleri modeline sokmamıştır. Noonan, üniteleri tiplerine göre gruplamış, diğerleri ise tek tek ele almışlardır [18].

Modellerin diğer bir karşılaştırılması, yapım bütçesi açısından yapılabilir. Dört modelin hepsi de sabit birim maliyetler ve sabit işletme maliyetleri kullanır. Modellerin hiçbirisinde bir periyottan diğerine para aktarımı yoktur.

Sürekli yük eğrisinin basamaklarının sayısı her modelde farklı alınmıştır. Güvenilirlik kriteri Iwayemi'nin modelinde hiç önemsenmemiş, Rowse, kapasite sınırı yaklaşımı kullanmıştır. Noonan'ın modelinde LOLP ile güvenilirlik incelenmiştir. Sawey güvenilirliği sağlamak için şu önlemleri modele sokmuştur [18]:

- Kapasite sınırlaması
- Mevcut sistemin belirli bir kısmına yapılacak eklemenin sınırlandırılması
- Artan talebi karşılarken bir emniyet seviyesinin korunması

MIP, genel olarak karmaşık sistemlerin ve yapılaşmaların modellenmesinde büyük bir esnekliğe sahiptir. Bazı kusurları olmasına karşın değişik maliyet fonksiyonları, farklı sistem konfigürasyonları ve sınırlandırmalarda yüksek uyarlanabilirliğe sahiptir. MIP modellerinin en büyük kusuru, üretim maliyetinin basitleştirilmesinden ve özellikle sabit birim maliyetin kabulünden gelir. Buna rağmen, pek çok önemli üstünlükleri dikkate alındığında, sistem planlayıcılar için vazgeçilmez bir araçtır.

4.2.6 Modellerin Değerlendirilmesi

Bu bölümde üretimin genişletilmesi probleminin çözümü için beş yaklaşım tanıtılmıştır. Bunlar LP, NLP, Benzetim, DP ve MIP modelleridir. Bu modellerin herbirinin diğerlerine göre bazı üstünlük ve kusurları vardır.

Model karakteristiklerinin değerlendirilmesi yapıldığı zaman, modelleme esnekliği bakımından LP, NLP ve MIP modellerinin diğerlerine göre daha üstün oldukları görölür. Benzetim modellerinde esneklik bir dereceye kadar sağlanabilmektedir. Çünkü, benzetim modelleri, olabildiğince gerçeği yansıtmak ve olabildiğince basit olmak gibi iki çelişik özelliği birden sağlamaya çalışmaktadır. DP modellerinde ise, durum değişkenlerinin sayısı arttıkça hesaplama işlemleri üstel olarak artar.

Modelin gerçeğe uygunluğu ile sağlanan modelleme doğruluğu, her modelde incelenmesi gereken en temel karakteristiklerden birisidir. LP modelleri, sabit birim maliyet, kullanılabilirlik ve güvenilirlik ile ilgili kabuller gerektirmektedir. NLP modelleri de LP modelleri gibi aynı temel kabulleri gerektirirler. Benzetim modellerinde, planlama çalışmaları için gerekli olan ayrıntılara inildikçe güçlükler artar. DP modelleri, üretim maliyeti ve güvenilirliğin belirlenmesinde büyük çaplı gruplamalar gerektirir. MIP modellerinde ise, güvenilirlik, modele bağımlı, üretim maliyetini belirlemedeki gerçeğe yakınlık ise sınırlıdır.

Modelleme esnekliği ve doğruluğu, üretimin genişletilmesi problemleri için kurulan modellerin temel karakteristikleridir. MIP modelleri her ikisi için de yüksek bir etkinlik sağlamaktadır.

Modellerin çözümünde kullanılan hesaplama işlemlerinin gelişmişliği de model seçiminde önemli bir kriterdir. LP modellerini çözmek için çok gelişmiş yazılımlar vardır. Bu yüzden LP modellerinin hesaplama etkinliği diğerlerine göre daha fazladır. MIP modellerinde ise hesaplama etkinliğini arttıran yeni çözüm yöntemleri geliştirilmiştir.

Son olarak, duyarlık analizleri, üretim genişletme çalışmalarında önemli bir kriterdir. Duyarlık analizi, problemi yeniden çözmeden, katsayılar ve kapasite sınırlarındaki küçük değişmelerin problemin sonuçlarını nasıl değiştireceğini bulmak için yapılır. LP ve MIP buna en iyi olanak sağlayan modellerdir.

Bütün bu karakteristiklere göre yapılan değerlendirmeler sonucu, MIP yaklaşımının diğer üstünlükleri yanında, ekonomik ve teknolojik nedenlerle bölünemeyen büyüklüklere uygun çözüm geliştirmesi bakımından da en uygun model olduğu sonucuna varılmıştır. Aynı nedenlerden dolayı, bu çalışmada temel olarak MIP modelleri kullanılmıştır.

4.3 Planlama Çalışmalarında Kullanılan Yük Tahmini Yöntemleri

Elektrik enerjisi genişletme planlamasında ilk adım, gelecekte beklenen yük gereksiminin tahminidir. Sistemi genişletme çalışmalarının tüketici isteklerine uygun ve ekonomik koşullarda gerçekleştirilmesi için iyi bir yük tahmininin yapılması gereklidir. Yük tahmini tekniği, gelecekteki yükleri değer olarak belirlemekte tutulan sistematik bir yoldur. Geçmişteki ve şimdiki koşulların incelenmesini ve buna göre bazı varsayımların yapılmasını gerektirir.

Elektrik enerjisi greksiminin tahmini, üretim planlamasının oldukça önemli bir bölümüdür. Yük tahminleri ise üretim planlamasında önemli olduğu kadar iletim planlamasının da temelini oluştururlar. Yapılan tahminin doğruluğu çok önemlidir, çünkü ekleme kapasitelerinin karakteristiklerini ve zamanlamasını bu tahmin belirleyecektir. Ayrıca, yapılan tahmin gerçeğe ne kadar uyarsa, sistemin kuruluş ve işletilmesi o ölçüde optimal olarak gerçekleştirilecektir. Zayıf bir tahmin ise kuruluş ve işletme bakımından ekonomik olmayan bir sistem modeli ortaya çıkaracaktır [19,56,57,81,82].

Tahminlerin sağlıklı bir biçimde yapılabilmesi, geçmişe ait istatistiksel bilgilerin doğruluğu kadar, ülkenin ekonomik ve nüfus gelişiminin kararlılığı ile de çok yakından ilgilidir. Tahminlere dayalı olarak, sistemin genişletilmesi probleminin doğruluğunu etkileyecek iki önemli faktör vardır. Bunlar, tahmin için kullanılan yöntem ve tahmine göre verilecek karardır [59-61].

Yük tahmini yöntemleri, çok çeşitli olmakla birlikte, genel olarak, geçmiş bilgileri değerlendirerek geleceğin tahminine dayanırlar. Tahmini etkileyebilecek çeşitli toplumsal, ekonomik, politik faktörler ile sistemin yük durumu arasındaki ilişki ise korelasyon teknikleri ile verilir. Korelasyon teknikleri, yük büyümesi ile diğer ölçülebilir etkenler arasındaki ilişkinin anlaşılmasında kolaylık sağlarlar.

Tahminlere dayalı olarak verilecek kararlarda tahmin yöntemlerine matematik olarak sokulamayan büyüklüklerin, planlayıcı tarafından dikkatle incelenerek değerlendirilmesi gerekmektedir. Planlayıcı, gelecekteki büyümeyi etkileyebilecek çok az bilgiye sahip ise, kararlar daha da önem kazanırlar. Planlayıcı, varacağı karar ile gereğinden düşük bir tahmin yapmışsa, ileride talebin karşılanamaması ve kullanımda kısıtlama gibi durumlar ortaya çıkacaktır. Yüksek bir tahmin yapması

durumunda ise, tam kapasite ile hizmet veremeyen, yani düşük kapasite faktörü ile çalışan bir tesisin kurulmasına yol açar. Düşük kapasite faktörü ile çalışan bir tesis, yapılmış olan büyük yatırımlar nedeniyle, önemli ekonomik sorunlar yaratır [19].

Bir tahmin işine girişmeden önce, sistemde mevcut yüklerin tamamı gerekli şekilde analiz edilir. Böylece yüklerin büyüklükleri ve önemleri, günlük, aylık, mevsimlik vb. Dönemsel değişiklikleri ve bölgelere göre dağılımları gibi oldukça önemli durumlar ortaya çıkarılır. Bunlar planlama çalışmalarını belirleyici niteliklerdir. Mevcut yüklerin geçmişteki büyüme eğilimleri, geleceğe ilişkin yük tahmini için bir temel oluşturur. Bununla birlikte, halen mevcut olan ve gelecekte sisteme girmesi beklenen endüstriyel alanların geçerliliği, çekiciliği ve gerekliliği, yükün artışında önemli ölçüde etkindir. Çünkü bu yeni endüstri alanları, ticari ve konutsal gelişmeleri de etkiler. Bu nedenlerle yük tahmini çalışmaları, önemli yargılar ve sonuçları içerir. Yük tahmini, önceden beklenen genel ekonomik, sosyal, politik, nüfussal vb. koşullara bağlı olmakla birlikte, önceden bilinmeyen pek çok faktörden de etkilenebileceğinden, oldukça karmaşıktır [63,64,70].

4.3.1 Yüklerin Sınıflandırılması ve Karakteristikleri

Çeşitli tüketici gruplarının karakteristiklerinin farklı olması nedeniyle, ayrıntılı çalışmalarda, her bir grup için ayrı ayrı yapılan tahminler birleştirilerek toplam tahmine geçilir. Bu nedenle, öncelikle yüklerin sınıflandırılması ve bunlara ilişkin bazı önemli karakteristiklerin bilinmesi gereklidir.

Tüketici tipine bağlı olarak yükler, konutsal, ticari, endüstriyel ve diğer yükler olmak üzere dört ana gruba ayrılabilir. Konutsal tüketiciler enerjiyi, özel amaçlar, ticari ve endüstriyel tüketiciler ise ticari ve endüstriyel amaçlar için kullanırlar. Diğer tüketiciler grubunda yer alan devlet kurumları, kamu kuruluşları, yerel yönetimler gibi kuruluşlar da enerjiden sokak, cadde ve karayolu aydınlatması, demiryolları işletmeciliği vb. gibi işlerde yararlanırlar. Gerçekte bu sınıfları kesin biçimde birbirinden ayırmak çok güçtür. Bunun nedeni, her bir sınıftaki tüketicilerin tek bir özelliğe sahip olmaması ve kendi içlerinde bazı alt sınıflara ayrılabilmesidir. Yük tahmini için daha yararlı olabilecek bir sınıflandırma, kullanım tipi, kullanım düzeyi, ücret tarifesi ya da coğrafi bölgelere göre yapılabilir [83,84].

Konutsal tüketiciler, tüm tüketici grupları arasında yıllık büyüme oranı oldukça sabit olan, buna karşı mevsimlere göre en çok değişim gösteren gruptur. Bunun nedeni, ısıtıcılar ve klima gibi hava-duyar aygıtları geniş ölçüde kullanılmalarıdır. Bu değişimin sistem tepe yüküne etkisi, konutsal tüketiciler tarafından kullanılan yükün, toplam sistem yükü içindeki oranına bağlıdır. Gelecekte güneş enerjisi teknolojisinde oluşacak gelişmelerin hava-duyar aygıtların kullanımını, dolayısıyla konutsal tüketicilerin karakteristiklerini etkileyeceği düşünülmektedir. Ticari yükler de yine geniş ölçüde ısıtma ve klima amaçlı enerji kullanımı nedeniyle, mevsimsel değişimlerle karakterize edilebilirler. Endüstriyel yükler, hava duyarlılığı en az olan temel yükler olarak düşünülebilir. Mevsimsel değişimleri önemsiz olmasına karşın, ekonomik değişimlerden etkilenirler. Bu yükler, endüstri tipine bağlı olmakla birlikte, vardiyalı çalışma nedeniyle tek tip karakteristikli kabul edilebilirler. Diğer yükler ise, özel durumlara bağlı olarak mevsimler değişimleri gösterirler. Ancak, genel olarak karakteristiklerini sabit kabul etmek mümkündür [83,85-87].

Yük modellerinin oluşumunda, hava-duyar aygıtlarının kullanımı, mevsimsel yük değişimleri gibi nedenlerden başka, toplumsal etkenler de göz önüne alınmalıdır.

4.3.2 Yük Tahmini İçin Yaklaşımlar

Bir yük tahmini çalışmasına başlarken, öncelikle aşağıdaki soruların yanıtlanması gerekir:

- Tepe talebi tahmin etmekte enerji tahmini esas alınabilir mi, yoksa yükün ayrı olarak tahmin edilmesi mi gerekir?
- Toplam tahmin, değişik tüketici gruplarına ait tahminlerin uygun şekilde birleştirilmesi ile belirlenebilir mi, ya da geçmişteki yük verilerinden doğrudan doğruya mı elde edilmelidir?
- Ortalama hava koşulları mı kullanılmalıdır, yoksa sınır hava koşulları da göz önüne alınmalı mıdır?
- Basit tahmin yöntemleri mi kullanılmalı, ya da daha ayrıntılı matematik yöntemler mi araştırılmalıdır?

Bu temel soruların yanıtları kullanım alanına göre farklılıklar gösterir ve gelecekteki talebi tahmin etmek için izlenecek yolu belirler.

Yukarıdaki soruların ilki için iki seçenek söz konusudur. Birinci seçenek, önce enerji tahmini yapmak, ayrıca yük faktörünü de tahmin ederek, bunlardan yükü belirlemeye çalışmaktır. Bu yöntemin üstünlüğü, enerjinin yüke göre daha düzenli değişmesi, ayrıca nüfussal ve ekonomik faktörlerle ilgili olarak belirlenmesidir. Yöntemin kusuru ise, yük faktörünün tahminindeki güçluktur. Yük faktöründeki düzensiz değişimler nedeniyle bu faktörün gerçeğe yakın tahmin edilememesi, yük tahminine de aynı hatanın yansımaya yol açar. Bu soru için ikinci seçenek, tepe yükün direkt olarak tahmin edilmesidir. Bu yöntemin, sonuca doğrudan gitmesi ve hava-duyar değişkenlere bağlı olması gibi üstünlüklerine karşın, sosyal ve ekonomik etkileri diğeri kadar yansıtamama gibi kusurları da vardır. Bu nedenle her iki yöntemde belirli bir hata payı kabul edilerek kullanılabilir. Biri diğeri göre kesin bir üstünlüğe sahip değildir [3,5,75].

İkinci soru, toplam tahminin nasıl elde edileceğidir. İlk seçenek tüketici tipleri, coğrafi bölgeler vb. gibi çeşitli gruplar için yapılmış tahminlerin birleştirilmesidir. Bu yöntemin üstünlüğü, belirli bir bileşenin büyümesinde meydana gelebilecek anormal koşulların ortaya çıkarılabilmesidir. Böylece tahminin yanlış yönlendirilmesi önlenmektedir. Toplam yükün tahminin de ikinci seçenek, geçmişteki verilerden yararlanarak doğrudan doğruya tahmin yapılmasıdır. Bunun üstünlüğü ise, kullanım kolaylığı ve toplam olarak büyüme eğilimini daha iyi göstermesidir. Bu seçeneklerde de kesin bir üstünlük söz konusu olmadığından, seçim planlayıcıya bırakılmalıdır.

Yük gereksinimi üzerine havanın etkisi söz konusu olduğundan, hava koşullarının tahmine yansıtılması yararlıdır. Ancak bunun nasıl yapılacağı önemlidir. Planlayıcı, geçmişe ait belli hava değişkenleri ile ilgili dağılım diyagramlarına sahipse, bu verilerin ekstrapolasyonu ile gelecekteki hava-duyar yük bileşenlerini elde eder. Bu diyagramlar genellikle hava-duyar yükler ile sıcaklık, nem vb. arasında çizilirler. Doğru tahmin için, çoğu zaman hava koşullarında bazı düzeltmeler yapmak gerekir. Sınır hava koşulları göz önüne alınmışsa, normal tahminler bazı düzeltmelerle sınır tepe yükün elde edilmesinde kullanılabilir. Bu amaçla kullanılan belirli bir yöntem bulunmadığından, bu konuda da kesin bir öneri sunulamaz.

Yukarıda sıralanan temel soruların sonuncusu, tahmin yönteminin seçimi ile ilgilidir. Yük değişimlerinin yapısına bağlı olarak bir yöntem diğeriinden üstün görülebilir.

Acak, belirli bir yöntem seçebilmek için öncelikle, çeşitli yöntemlerin üstünlükleri ve kusurları ile ilgili ayrıntılı bilgilere ve sağlıklı bir yargılamaya gerek vardır [83,86,88].

4.3.3 Tahminlerin Zamana Göre Sınıflandırılması

Yük ve enerji tahminleri, bunları etkileyebilecek faktörlerin oluşma periyoduna bağlı olarak değişik süreler için yapılırlar. Bir tahmindeki amaç, kapsanan zaman periyodunda gereksinimin doğru olarak belirlenmesidir. Bu ise yük tahminlerinin zaman periyodlarına göre sınıflandırılmasını gerektirir. Zamana göre yük tahminleri şöyle sınıflandırılır:

- Yakın gelecek (günlük veya haftalık)
- Kısa dönem (1-2 yıl)
- Orta dönem (3-8 yıl)
- Uzun dönem (10-20 yıl)

Yakın gelecek tahminleri, üretim birimlerinin çalışma programlarının hazırlanmasında, işleme, yedeklik durumlarının saptanması ile bakım programlarının kontrol edilmesinde kullanılır. Bu tip tahminler için genellikle saatlik yükler, günlük ya da haftalık talep eğrisinin bilinmesi gereklidir.

Kısa dönem tahmini, bakım programlarının hazırlanmasında, hidro-elektrik sistemlerde gerekli olan akarsu akış koşulları ve su haznesinde tutulması gereken su miktarının belirlenmesinde kullanılır. Termik sistemlerde ise kısa dönem tahmini ile, yakıt miktarının saptanması ve buhar akışı ile ilgili bilgiler elde edilir.

Orta dönem tahmini, fiziksel donanımların planlanması ile ilgili olduğundan son derece önemlidir. İletim sisteminin genişletilmesi ve üretim birimlerine eklemelke yapılması çalışmaları bu zaman periyodu içinde gerçekleştirilmeye başlanır. Aynı zamanda dağıtım sistemlerinin planlanması, toplu planlama çalışmalarına girişilmesi ve ekonomik incelemelerin yapılabilmesi için de bu dönem uygun olur. Bu nedenlerle orta dönem tahmini, her bir bölgede tepe yükün dönemsel değişmelerinin ve enerji tahmininin bilinmesini gerektirir [5-7].

Uzun dönem tahminleri, planlama stratejilerinin saptanmasında kullanılır. Yakıt ihtiyacı ve yakıt kaynaklarının belirlenmesi, uzun dönem tahmini ile gerçekleştirilir. Amaçların gerçekleştirilmesi için gerekli sermayenin sağlanması, sistem elemanlarının tesisi ve bu nedenle gerekli araştırmaların yapılması gibi konular da bu tahmin çalışmalarının içine girer. Tahminler hazırlanırken değişik yük tiplerinin eğilimleri, yüklere ilişkin faktörler ve farklı coğrafi bölgelerin özellikleri bilinmelidir.

4.3.4 Tahmin Yöntemleri

Burada söz konusu olan tahmin, gelecekteki yükleri değer olarak belirlemek için tutulan basit sistematik bir yoldur. Göz önüne alınan zaman periyoduna göre, tahmin yöntemleri kısa, orta ve uzun dönem tahminler olarak sınıflandırılabilirler. Elektrik enerji sistemi planlamasında önemli olan orta ve uzun dönem tahminleridir. Çünkü, yeni üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin mevcut sisteme eklenmeleri, planlamanın başlangıcından itibaren 4-10 yıl içerisinde başlatılabilir. Tahmin yöntemleri olarak, ortalama artış yüzdelerini esas alan basit yöntemler yanında daha ayrıntılı ekonometrik yöntemler de bulunmaktadır[5,9,16]:

Ortalama Artış Yüzdesi İle Yapılan Talep Tahminleri: Çok basit olan bu yöntemde, önce geçmiş yıllardaki net tüketim değerlerinin yıllık artış oranlarının ortalaması bulunur. Bu ortalama artış değerinin ilerideki yıllarda da etkili olacağı varsayılır. Net tüketim değeri bilinen herhangi bir yıl, tahminin başlangıç yılı olarak kabul edilir. Bu yılda tüketilen enerji E_o ile gösterilir. Yıllık ortalama artış yüzdesi ε kabul edilerek, başlangıç yılından t yıl sonra enerjinin talep değeri, E_t şöyle ifade edilebilir:

$$E_t = E_o (1 + \varepsilon)^t \quad (4.21)$$

Ekonometrik Yöntemler: Elektrik enerjisi talebi, zamanın bir fonksiyonu olmakla beraber, talebi açıklayan tek faktör zaman değildir. Çünkü elektrik tüketimi, ekonomik, sosyal, teknik gelişmeler ve çevre koşulları ile de yakından ilgilidir. Elektrik enerjisi talebiyle bu değişkenler arasındaki ilişki “regresyon analizi” ile ortaya konulabilir. Regresyon analizi, bağımlı ve bağımsız değişkenler arasındaki bağıntıyı kurar ve katsayıların değerlerini araştırır. Bağımsız değişken bir tane ise, bağımlı ve bağımsız değişken arasındaki ilişki doğrusal, üstel, parabolik, logaritmik

vb. şekillerde kurulabilir. Bağımsız değişken sayısı birden fazla ise ilişki, çoklu regresyon analizi ile açıklanmaya çalışılır.

Bağımlı ve bağımsız değişkenler arasında regresyon ile kurulan bağıntının katsayılarını belirlemede en çok “En Küçük Kareler Yöntemi (EKKY)” kullanılır.

4.3.5 En Küçük Kareler Yöntemi (EKKY) ve Regresyon

x ile gösterilen bir bağımsız değişkenin, gözlenen $x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n$ gibi değerlerine, y değişkeninin $y_1, y_2, \dots, y_i, \dots, y_n$ değerlerinin karşı geldiği belirlenmiş olsun. Bu değerler dağılma diyagramında n tane nokta belirler. Bu noktalardan bir regresyon doğrusu ya da eğrisi geçirilecektir. Fonksiyonun, $x=x_i$ değerine karşı gelen $\hat{y}_i=f(x_i)$ değerleri teorik ordinat değerleridir.

Bağımlı ve bağımsız değişkenler arasındaki ilişkiyi belirleyen fonksiyon, dağılma diyagramındaki n nokta için y_i gerçek ve $\hat{y}_i$ teorik ordinatları arasındaki farkların karelerinin toplamı minimum olacak şekilde belirlenmelidir. İşlem matematiksel olarak şöyle ifade edilebilir [81,82,89,90]:

$$\sum_{i=1}^n [y_i - \hat{y}_i]^2 = \sum_{i=1}^n [y_i - f(x_i)]^2 = \min \quad (4.22)$$

Doğru Denkleminin Belirlenmesi: Bağımlı değişkeni etkileyen bir bağımsız değişken bulunduğu saptanmış olsun. Bu iki değişken arasındaki ilişkiyi belirleyen fonksiyonun, dağılma diyagramındaki n nokta arasından geçirilen $\hat{y}_i = \hat{a} + \hat{b}x_i$ gibi bir doğru olması durumunda minimize edilecek Q değeri şu şekilde olmalıdır:

$$Q = \sum_{i=1}^n [y_i - \hat{y}_i]^2 = \sum_{i=1}^n [y_i - (\hat{a} + \hat{b}x_i)]^2 \quad (4.23)$$

Q fonksiyonunun sırasıyla a ve b 'ye göre kısmi türevlerinin sıfıra eşitlenmesiyle şu iki denklem bulunur:

$$\frac{\partial Q}{\partial \hat{a}} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{a} - \hat{b}x_i) = 0 \quad (4.24)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial \hat{b}} = -2 \sum_{i=1}^n x_i (y_i - \hat{a} - \hat{b}x_i) = 0 \quad (4.25)$$

Bu denklemlerin düzenlenmesiyle şu eşitlikler elde edilir:

$$n\hat{a} + \hat{b}\sum x_i = \sum y_i \quad (4.26)$$

$$\hat{a}\sum x_i + \hat{b}\sum x_i^2 = \sum x_i y_i \quad (4.27)$$

n gözlem sayısı olmak üzere, $\sum x_i$, $\sum y_i$, $\sum x_i^2$, $\sum x_i y_i$ hesaplanır. Ayrıca x ve y'nin ortalama değerlerinin

$$\bar{x} = \frac{\sum x_i}{n} \quad (4.28)$$

$$\bar{y} = \frac{\sum y_i}{n} \quad (4.29)$$

olarak tanımlanmasıyla, (4.26) denkleminde şu ifade bulunur:

$$\hat{a} = \bar{y} - \hat{b}\bar{x} \quad (4.30)$$

Bu ifade (4.27) denkleminde yerine yazılırsa şu ifade elde edilir:

$$\hat{b} = \frac{\sum x_i y_i - \bar{y}\sum x_i}{\sum x_i^2 - \bar{x}\sum x_i} \quad (4.31)$$

Parabol Denkleminin Belirlenmesi: Dağılım diyagramındaki noktaların genel durumuna göre, değişkenler arasındaki ilişki bir parabol ile gösterilebiliyorsa, genel eğilim $f(x_i) = \hat{a} + \hat{b}x_i + \hat{c}x_i^2$ şeklinde bir ikinci derece denklemdir. Bu durumda minimize edilecek Q fonksiyonu şöyle yazılabilir:

$$Q = \sum_{i=1}^n [y_i - f(x_i)]^2 = \sum_{i=1}^n [y_i - (\hat{a} + \hat{b}x_i + \hat{c}x_i^2)]^2 \quad (4.32)$$

Q fonksiyonunun sırasıyla $\hat{a}$, $\hat{b}$, $\hat{c}$ 'ye göre türevlerinin sıfıra eşitlenmesiyle şu ifadeler bulunur:

$$\frac{\partial Q}{\partial \hat{a}} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{a} - \hat{b}x_i - \hat{c}x_i^2) = 0 \quad (4.33)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial \hat{b}} = -2 \sum_{i=1}^n x_i (y_i - \hat{a} - \hat{b}x_i - \hat{c}x_i^2) = 0 \quad (4.34)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial \hat{c}} = -2 \sum_{i=1}^n x_i^2 (y_i - \hat{a} - \hat{b}x_i - \hat{c}x_i^2) = 0 \quad (4.35)$$

Bu denklemler düzenlenerek şu eşitlikler elde edilir:

$$n\hat{a} + \hat{b} \sum x_i + \hat{c} \sum x_i^2 = \sum y_i \quad (4.36)$$

$$\hat{a} \sum x_i + \hat{b} \sum x_i^2 + \hat{c} \sum x_i^3 = \sum x_i y_i \quad (4.37)$$

$$\hat{a} \sum x_i^2 + \hat{b} \sum x_i^3 + \hat{c} \sum x_i^4 = \sum x_i^2 y_i \quad (4.38)$$

Bu denklemlerden Q fonksiyonunu minimum yapacak $\hat{a}, \hat{b}, \hat{c}$ katsayıları bulunur.

Çoklu Regresyon: Bağımsız değişken sayısı birden fazla ise çoklu regresyon kullanılır. Genel olarak çoklu regresyon modeli şöyle gösterilir:

$$\hat{y}_i = \hat{a}_0 + \hat{a}_1 x_{i1} + \hat{a}_2 x_{i2} + \hat{a}_3 x_{i3} + \dots + \hat{a}_m x_{im} \quad (4.39)$$

Bu denklemden de anlaşılacağı gibi bağımlı değişkeni etkileyen m tane bağımsız değişken bulunmaktadır. N değişik gözlem için bu denklem matris şeklinde şöyle yazılabilir:

$$[\hat{Y}] = [X][\hat{A}] \quad (4.40)$$

Burada $[\hat{Y}]$, bağımlı değişken vektörü olup, n gözlem sayısını göstermek üzere (nx1) boyutundadır. $[X]$, bağımsız değişkenler matrisidir. $[nx(1+m)]$ boyutunda olan bu matrisin satır sayısı gözlem sayısını, sütun sayısı ise bağımlı değişken sayısından bir fazlasını göstermektedir. Katsayılar matrisi olan $[\hat{A}]$, $[(1+m)x1]$ boyutunda bir sütun matrisidir. Matris denklemi açık olarak şöyle yazılabilir:

$$\begin{bmatrix} \hat{Y}_1 \\ \hat{Y}_2 \\ \vdots \\ \hat{Y}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & \dots & x_{1m} \\ 1 & x_{21} & \dots & x_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & x_{n1} & \dots & x_{nm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{a}_0 \\ \hat{a}_1 \\ \vdots \\ \hat{a}_m \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

Bu denklem sisteminin katsayılarını EKKY ile bulurken gerekli işlemlerin yapılmasıyla elde edilen denklemler matris şeklinde şöyle yazılabilir:

$$\begin{bmatrix} \sum \hat{Y}_i \\ \sum x_{i1} \hat{Y}_i \\ \vdots \\ \sum x_{im} \hat{Y}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n & \sum x_{i1} & \cdots & \sum x_{im} \\ \sum x_{i1} & \sum x_{i1}^2 & \cdots & \sum x_{i1} x_{im} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \sum x_{im} & \sum x_{im} x_{i1} & \cdots & \sum x_{im}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{a}_0 \\ \hat{a}_1 \\ \vdots \\ \hat{a}_m \end{bmatrix} \quad (4.42)$$

Burada, $i=1, 2, 3, \dots, n$ gözlem sayısı ve m tane bağımsız değişken için kurulan $(m+1)$ denklemden $\hat{a}_0, \hat{a}_1, \hat{a}_2, \hat{a}_3, \dots, \hat{a}_m$ katsayıları bulunur.

4.3.6 Regresyonda Tahmin Hataları

Regresyon denklemleri, daha önce de tanımlandığı gibi, iki değişken arasındaki teorik ve ortalama ilişkinin matematiksel ifadesidir. Bu denklemler yardımıyla, bağımsız değişkene bağlı olarak bağımlı değişken tahmin edilir. Bu tahmin değerleri, daima regresyon doğrusu üzerindeki noktalardır. Oysa, gerçek değerlere karşı gelen noktalar, dağılma diyagramında regresyon doğrusunun etrafında dağılmışlardır. Bundan dolayı regresyon denklemlerinden yararlanılarak yapılan tahminler, gerçek değerlerin regresyon doğrusuna veya eğrisine uzaklıkları ölçüsünde az veya çok hatalı olacaktır. Noktalar regresyon doğrusundan uzaklaştıkça hata büyüyecek, noktalar regresyon doğrusuna yaklaştıkça hata payı küçülecektir. Başka bir deyişle, tahmindeki hata payının küçülmesi, bağımlı ve bağımsız değişkenler arasında kurulan ilişkinin kuvvetine bağlıdır. İlişki güçlü ise hata azalır, ilişki zayıfladıkça hata artar. O halde, regresyonda tahmin hataları ile ilişkinin derecesi arasında ters bir orantı vardır. Bağımlı ve bağımsız değişkenler arasındaki bu ilişkinin derecesinin ve öneminin anlaşılmasına olanak sağlayan teknik ise korelasyondur. Korelasyon, aynı zamanda tahminlerde gerçek değerlerden sapmaların nedenlerini de ortaya çıkarabilir. Korelasyonun en büyük kusuru, tahmini etkileyen toplumsal ve ekonomik faktörlerin sabit değerler almaması nedeniyle bunlara ait ayrıca tahmin yapma zorunluluğudur.

Tahminin Standart Hatası: Regresyonda tahmin hataları, gözlem sonucu belirlenmiş gerçek değerlerle regresyon denkleminde dayandırılarak hesaplanmış teorik değerler arasındaki sapmalardır. Hatayı sıfırlamak için, gerçek ve teorik değerler arasındaki farkların şu şekilde sıfıra eşitlenir:

$$\sum (y_i - \hat{y}_i) = 0 \quad (4.43)$$

$$\sum (x_i - \hat{x}_i) = 0 \quad (4.44)$$

Bu şekilde elde edilen farklar ile tahmin hatalarının bir ölçüsü bulunamaz. Çünkü bunların aritmetik ortalamaları sıfır olur. Gerçek ve teorik değerler arasındaki farkların karelerinin toplamı minimum yapılarak şu eşitlikler elde edilir:

$$\sum (y_i - \hat{y}_i)^2 = \min \quad (4.45)$$

$$\sum (x_i - \hat{x}_i)^2 = \min \quad (4.46)$$

Bulunan farkların karelerinin toplamı gözlem sayısına bölünür ve bölümün karekökü alınarak y ve x değişkenlerine ait tahminlerin standart hataları şöyle bulunur:

$$s_y = \sqrt{\left[\sum (y_i - \hat{y}_i)^2 \right] / n} \quad (4.47)$$

$$s_x = \sqrt{\left[\sum (x_i - \hat{x}_i)^2 \right] / n} \quad (4.48)$$

Standart Hatadan Korelasyon Katsayısına Geçiş: Standart hata, gerçek dağılım değerlerinin regresyon doğrusundan sapmalarının bir ölçüsüdür. Gerçek dağılım değerlerinin aritmetik ortalamadan sapmalarının ölçüsü ise, “standart sapma” olarak tanımlanır [89,90].

y ve x değişkenlerine ait, ortalama y ve x değerlerine göre tahmin değerlerinin standart sapmaları şöyle ifade edilebilir:

$$\sigma_y = \sqrt{\left[\sum (y_i - \bar{y})^2 \right] / n} \quad (4.49)$$

$$\sigma_x = \sqrt{\left[\sum (x_i - \bar{x})^2 \right] / n} \quad (4.50)$$

Standart hatanın karesinin standart sapmanın karesine oranı “belirsizlik katsayısı” olarak bilinir. y bağımsız değişkeninde, belirli ve belirsiz değişmelerden dolayı meydana gelen değişmelerin oranlarının toplamı 1 olacağından $1 - (s^2 / \sigma^2)$ bize “belirlilik katsayısını” verecektir. Y ve x değişkenleri ile ilgili olarak bu katsayılar şöyle bulunur.

$$k_y^2 = 1 - \frac{s_y^2}{\sigma_y^2} = 1 - \frac{[\sum (y_i - \hat{y}_i)^2]}{[\sum (y_i - \bar{y})^2]} \quad (4.51)$$

$$k_x^2 = 1 - \frac{s_x^2}{\sigma_x^2} = 1 - \frac{[\sum (x_i - \hat{x}_i)^2]}{[\sum (x_i - \bar{x})^2]} \quad (4.52)$$

Katsayı ne kadar büyükse ilişki o kadar güçlüdür. Belirlilik katsayısı olarak tanımlanan bu katsayının karakökü ise korelasyon katsayısını verir. X'in belli değerlerine karşı y değeri tahmin ediliyorsa, korelasyon katsayısı sadece y değişkeninin gerçek değerleri ile tahmin edilen değerleri arasındaki ilişkinin gücünü ölçer. Buna göre korelasyon katsayısı şöyle yazılabilir:

$$k = \mp \sqrt{1 - [\sum (y_i - \hat{y}_i)^2 / \sum (y_i - \bar{y})^2]} \quad (4.53)$$

Burada $k > 0$ olması, $\hat{y} = \hat{a} + \hat{b}x$ regresyon denklemindeki b katsayısının artı değerli olduğunu gösterir. $k < 0$ olması durumunda ise b katsayısı eksi değerlidir. y ve x değerleri arasındaki ilişki çift yönlü değişebilir. x'in belli değerlerine karşı y değişkenine ait regresyon denklemi $\hat{y} = \hat{a} + \hat{b}x$ fonksiyonu iken, y'nin belli değerlerine karşı x'in aldığı değerlere ait regresyon denklemi de $\hat{x} = \hat{a} + \hat{\beta}y$ gibi bir fonksiyon tanımlar. Böyle bir durumda, ilişkinin gücünü ölçen korelasyon katsayısı şöyle yazılabilir [90]:

$$k = \frac{\sum (y_i - \bar{y})(x_i - \bar{x})}{\sqrt{\sum (y_i - \bar{y})^2 \sum (x_i - \bar{x})^2}} \quad (4.54)$$

$$k = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{\sqrt{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \sqrt{n \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}} \quad (4.55)$$

Bir ilişkinin kuvvetli sayılabilmesi için en az $k^2 = 0.50$ veya $k = \pm 0.71$ değerlerini almalıdır [91].

4.3.7 Tahminlerin Doğruluğu

Tüketiciler tarafından talep edilecek elektrik enerjisinin güvenilir biçimde sağlanması önem taşımaktadır. Üretim sistemine yapılacak ekleme kapasiteilerinin

belirlenmesi ve bu işlemlerin zamanlanması, talep ile enerji tahminleri esas alınır. Bu bakımdan tüketiciye ekonomik koşullarda yeterli enerjinin sunulması, talep ve enerji tahminlerinin doğruluk derecesi ile ilgilidir. Doğruluğu istenilen ölçülerde sağlanamamış bir tahmin, yetersiz enerji sunulmasına veya sistemin gereksiz yere yüksek maliyetle kurulmasına neden olur. Her iki durumda da sistem optimal işleme koşullarından uzaklaşır.

İstenilen doğruluk düzeyini kesin bir şekilde sağlamak güçtür. Bu yüzden planlayıcı, hatanın meydana getirebileceği sonuçları önceden ayrıntılı bir biçimde araştırmak zorundadır. Tahminde yapılacak hatalar, yakın gelecek ve kısa dönemde, dağıtım sistemleri için uygun olmayan yapım projelerinin hazırlanmasına yol açar. Sonuçta, kaynaklar optimum olarak kullanılamaz. Orta dönem tahminlerinde, tahminin gerçeğe göre düşük yapılmış olması yüksek maliyetli kaynakların kullanımına, güvenilirliğin azalmasına ve enerji kısıtlamalarına yol açar. Tahmini çok yüksek olması ise, gereksiz üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin gerçekleştirilmesine yol açarak birim enerji maliyetini çok yüksek değerlere çıkarır. Uzun dönem tahminlerinde yapılan hataların sonuçları da orta dönem tahminlerindeki hata sonuçlarına benzer. Hatalar, kararların alınmasında yapılacak yanlışlıkları da beraberlerinde getirirler. Daha sonra bu yanlışlıkların düzeltilmesi zor olur; uzun ve masraflı çalışmaların yapılmasını gerektirir [92].

5. ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM SİSTEMLERİNİN GENİŞLETİLMESİNDE MALİYET ANALİZİ

Elektrik enerji sistemlerinin planlanmasının iki temel amacı vardır [18,19]:

- Ekonomik optimizasyon,
- Yüksek düzeyde güvenilirliğin sağlanması.

Bu amaçlar doğrultusundaki planlama çalışmaları, mevcut enerji kaynakları ile ulusal ekonominin enerji talebi arasındaki ilişkiyi düzenler. Planlama çalışmalarının iki temel prensibinden biri “kaynaktan talebe prensibi” olup, eldeki kaynaklarla maksimum talebi karşılamayı amaçlar. Bu prensibin, genellikle enerji açığı olan ekonomilerde kullanılması uygundur. İkinci prensip, “talepten kaynağa prensibi” olarak bilinir ve önce talebin belirlenmesine, daha sonra buna kaynak yaratılmasına yöneliktir [81].

Üretim genişletme planlaması, sistemdeki veya sistem dışındaki pek çok faktörün birlikte düşünülmesini gerektiren bir problemdir. Planlama problemine en uygun çözümün bulunması için bütün bu faktörler göz önünde tutularak konunun kapsamı ayrıntılı bir biçimde incelenmelidir. Uzun dönem planlama probleminin temeli sayılan üretim kapasitesinin genişletilmesi, verilen bir planlama döneminde optimal genişletme programının gerçekleştirilmesidir. Üretim genişletme çalışmalarında önem taşıyan konulardan biri, elektrik enerjisi talebinin belirlenmesidir. Bunun için, beklenen ekonomik gelişmeye paralel olarak güç tüketiminde meydana gelebilecek yapısal değişikliklerin incelenmesi gerekir. Geliştirilmiş olan talep tahmini veya yük tahmini modelleri yardımı ile istenilen zaman aralıklarında talep seviyeleri tahmin edilir. Bu tahminin gerçeğe yaklaşması ölçüsünde, optimal değerlere yaklaşım gerçekleştirilecektir [92].

Yük tahmini teknikleri, gelecekteki yükleri değer olarak belirlemek için geliştirilmişlerdir. Enerji sistemi planlamasında kullanılan yük tahmini yöntemleri ekstrapolasyon, korelasyon veya her ikisinin birlikte kullanılmasına dayanırlar.

Ekstrapolasyon teknikleri, geçmişteki verilere uygun olarak büyüme eğilimini yansıtan eğri uydurma yöntemleridir. Korelasyon tekniklerinde, sistem yükleri ile çeşitli toplumsal ve ekonomik faktörler arasında ilişki kurulur [82]. Genel olarak enerji talebi tahmininde çeşitli tüketicilerin karakteristikleri farklı olduğundan, önce ayrı ayrı tahmin yapılır, sonra bu tahminler birleştirilerek toplam tahmine geçilir. Planlamada denge, değişik enerji kaynaklarından sağlanan enerji tüketiminin düzenlenmesidir. Minimum harcamalar ile sistem bölümlerinin davranışlarına bağlı olarak elde edilecek enerjiyi maksimum kılmayı amaçlar. Bu nedenle denge problemi, aslında bir optimizasyon problemidir [81].

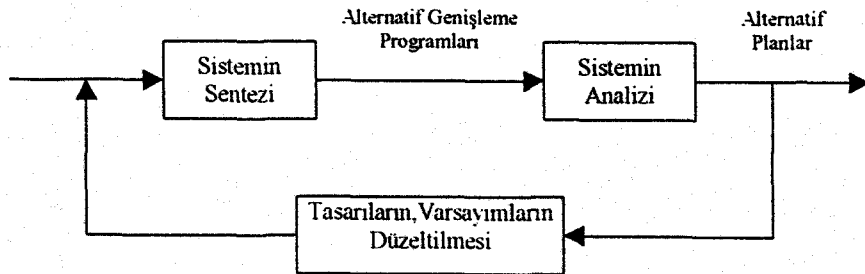
Üretim kapasitesini belirlemek için, temel ve tepe güç değerleri kestirildikten sonra ülkenin potansiyel kaynaklarının bir dökümü yapılır. Mevcut hidrolik, fosil yakıt, nükleer kaynaklar ile alternatif enerji kaynaklarından rasyonel bir biçimde yararlanma koşulları araştırılır. Kaynakların optimal kullanılmasını sağlamak amacıyla matematiksel modellemelere gidilir ve bunlara optimum çözüm sağlayan algoritmalar geliştirilir. Üretim genişletme planlaması probleminin kapsamı içinde araştırılması gereken bir konu da güç üretim tesislerinin gelişme ve büyüme eğilimlerinin belirlenmesidir. Tesisin üretimdeki ekonomik ve teknik etkinliği, üretim genişletilmesinde hangi noktadan sonra optimal limitlerin aşılabacağı konuları üzerinde çalışılması gereklidir [7,93].

Üretim genişletme planlaması çalışmaları içinde maliyet minimizasyonu, büyük önem taşımaktadır. Maliyeti belirleme çalışmalarında önce, üretim sistemini oluşturan her bir tesis, üretim tipine göre katı fosil yakıt, hidrolik, nükleer vb. olarak sınıflandırılır. Bundan sonra, her tip tesisin üretim maliyetleri belirlenir. Minimizasyonun sağlanmasında toplam maliyeti oluşturan her bir birimin analizi yapılır ve konunun kapsamı içindeki diğer çalışmaların maliyet üzerine olan etkileri araştırılır. Üretim maliyeti, sabit (yatırım) maliyet ve işletme maliyeti olarak iki kısımda incelenir. Sabit maliyetler, birimin sistem içinde kurulmasından doğan harcamalardır. Üretimin sağlanması için yapılan harcamalar ise işletme maliyetini oluşturur. Bu nedenle işletme maliyeti, üretim düzeyinin bir fonksiyonudur. Üretim düzeyi, her tesiste birim kapasitenin en düşük ve en yüksek limitleri ile sınırlandırılmıştır. Kapasite limitler ayrıca, her bir tesisin karakteristik zaman aşımı faktörü ile de sınırlıdır. Bu faktör, 0 ile 1 arasında değerler alır ve tesisin işletmeye

girdiği yıl için 1, tesis ömrünün bitiminden sonra 0 kabul edilir. Üretim maliyetinin minimizasyonu problemi içinde, sistem güvenilirliği de gözden uzak tutulmaması gereken bir konudur. Minimizasyonu olumsuz etkileyen bu faktör dikkate alınarak bir çözüm aranmalıdır. Bütün bu bilgilerin ışığı altında, genişletme planlaması kapsamı içinde üzerinde çalışılan konular şöyle özetlenebilir [81,94]:

- Beklenen ekonomik gelişmeye paralel olarak güç tüketiminde meydana gelecek yapısal değişikliklerin analizi yapılır. Ayrıca, belirlenen belli bir zaman süresi içindeki değişik zamanlarda ana bölgeler ve ülkenin tümü için güç talep seviyeleri belirlenir.
- Güç üretim tesislerinin gelişme ve büyüme eğilimleri çıkarılır. Hangi noktadan sonra optimal limitlerin aşılabacağı belirlenir.
- Ülkenin entegre güç sisteminin optimal durumda işlemesi için, ana şebeke konfigürasyonunun seçimi yapılarak, buna göre güç akışı ve aşırı gerilim seviyeler hesaplanır.
- Sistem güvenilirliği ve maliyet minimizasyonuna ilişkin değerlendirmeler, uygun matematiksel modeller kullanılarak analiz edilir.

Elektrik enerji sistemlerinin planlanması, sistem elemanlarının sentez işlemini ve bu elemanların sistem içindeki davranışlarının analizini birlikte içerir. Sisteme ilişkin sentez işlemi, gerçekte bir tasarlama işidir; geleceğe ait varsayımları, tasarıları ve sistemin genişletilmesi için alternatif programların geliştirilmesini kapsar. Alternatif genişletme programlarına dayanılarak yapılacak analiz işlemlerinden alternatif planların oluşturulmasına ve bunlara çözüm arayan matematiksel modellere geçilir. Şekil 5.1, çok genel bir model için sentez ve analiz işlemleri arasındaki ilişkiyi göstermektedir [19,95].



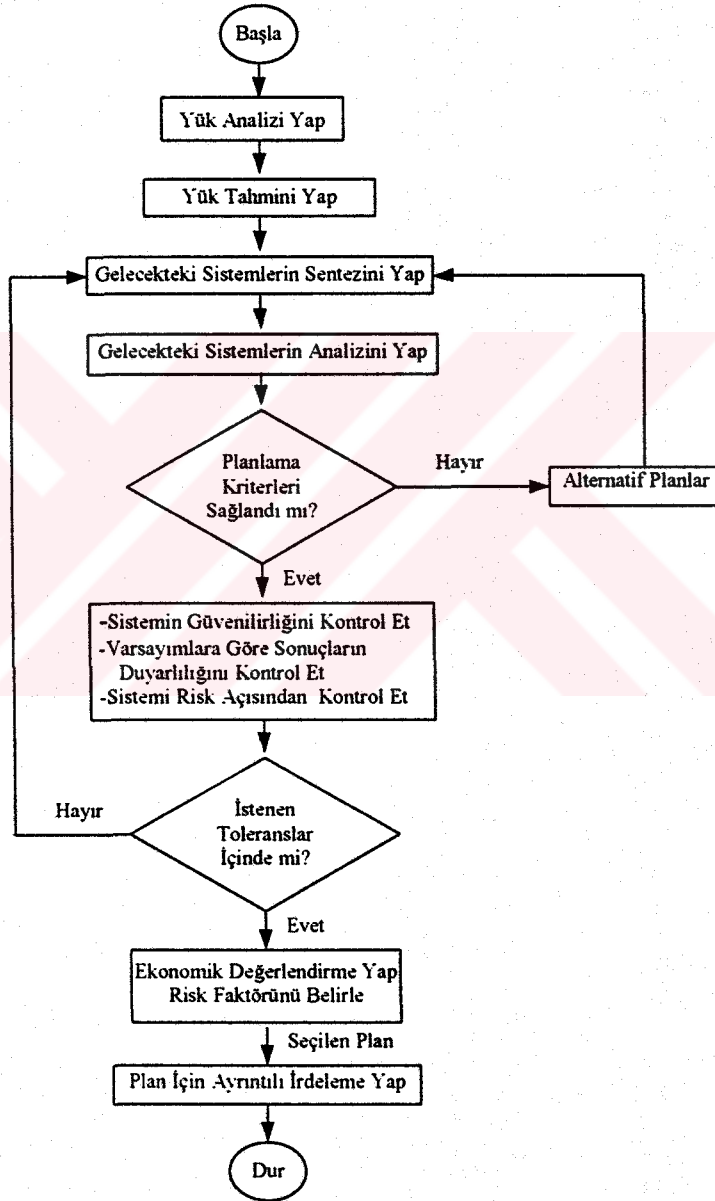
Şekil 5.1 Sentez ve Analiz İşlemleri

Planlama dönemi boyunca, gelecekte ortaya çıkabilecek talep artışlarına paralel olarak, kapasite genişletme çalışmaları gerekli olacaktır. Bu nedenle talep miktarı, genişletme çalışmalarının belirleyicisi olarak nitelendirilebilir. Planlayıcı, talepteki artışı karşılayacak genişletme planları içinden en uygun olanı seçebilmelidir. Bu seçimin yapılmasında alternatif genişletme projeleri ile ilgili kesin ve özgün bilgilere sahip olunmalıdır. Örneğin, önerilen tesis tiplerinin her birine ilişkin birim karakteristikler, sabit ve işletme maliyetleri, zaman aşımı değerleri, yapım maliyetleri ve yapımın tamamlanması için gerekli süreler bu bilgiler arasında sayılabilir. Planlamacı, belirli bir tesisin yapısal kısıtlamalarını ve yukarıda belirtilen özelliklerini dikkate alarak, her tür alternatif genişletme planını ayrı ayrı değerlendirebilmelidir. Bütün bunlardan anlaşılacağı gibi, planlama yapan kişilerin yaratıcılığı ve öngörüsü, planlama çalışmalarının geliştirilmesinde ağırlıklı olarak etkilidir. Yapılacak çalışmalar, gelecekteki sistemin sentezi için kaynak oluşturur. Mevcut sistemin analizinden ve tahminlerin tamamlanmasından sonra, uzun dönemde sistemin güvenilirliği ile ekonomikliğini sağlayacak ve beklenen güçlükleri ortadan kaldıracak alternatif planların geliştirilmesi gereklidir. Her bir alternatif plan öncelikle güvenilirlik, güç sınırı, ekonomiklik ve risk açısından karşılaştırılmalı ve değerlendirilmelidir. Ekonomik değerlendirme, mühendislik ekonomisinin temel ölçütleri dikkate alınarak yapılır. Bununla birlikte, ekonomik karşılaştırma, alternatif planların seçiminde önemli olan faktörlerden yalnızca biridir. Alternatif planların seçiminde risk analizi yapılarak risk açısından maliyet karşılaştırması yapılması da büyük önem taşımaktadır. Öncelikle güvenilirlik olmak üzere diğer faktörler de ayrıca değerlendirilmelidir. Sonuç olarak alternatif planlar, güvenilirlik ve ekonomiklik ölçütleri arasında bir uzlaşma içermeli ve genel planlama kriterlerini sağlamalıdır [18,28,96-100].

Yeni tesislerin yapımı ile mevcut tesislere eklenen kapasitelerin oluşturulmasında ve tüm sistemin işletilmesinde gerekli paranın güvenli bir biçimde sağlanabilmesi önem taşımaktadır. Burada da risk analizine göre hesaplamalar yapılabilir ve belli bir risk faktörü dikkate alınabilir. Ayrıca enflasyon, planlama dönemi içinde sadece yapım maliyetlerini değil, sistemin tüm birimlerinin sabit ve işletme maliyetlerini de etkiler. Bu yüzden, planlama dönemi boyunca yıllık net fiyat artışları, net faiz ve iskonto oranları, ülkedeki ekonomik ve teknolojik değişmeler göz önünde tutularak net

eskelasyon oranları tahmin edilir. Bu tahminlerin ışığında belirlenen bir parasal gücün, planlama dönemi boyunca sağlanması gerekmektedir [18].

Üretim genişletme planlama problemini etkileyebilecek, ancak önceden kestirilemeyen pek çok faktör bulunabilir. Bunların olumsuz etkilerinin bir kısmı, maliyet analizinde hesaba katılacak bir risk faktörü ile azaltılabilir. Ülkenin sosyal, kültürel, nüfussal ve politik yapısındaki değişimler, yeni birincil enerji kaynaklarının kullanılabilirliği vb. değişiklikler bunlar arasında sayılabilir [19,83,86].



Şekil 5.2 Enerji Sistemi Planlama Çalışmalarının Akış Diyagramı

Genişletme planlaması yapılırken göz önünde tutulması ve üzerinde çalışılması gereken bu konuları içerecek şekilde en etkin ve en uygun model gerçekleştirilmeye

çalışılmalıdır. Şekil 5.2, genişletme planlaması çalışmalarında izlenecek yolu göstermektedir.

Modelin geçerliliğine bağlı olarak elde edilecek sonuçların doğruluğu önem taşımaktadır. Ayrıca modelin ayrıntılarla bütünleştirilmesi sonucu elde edilen tam model, sistem davranışı ile ilgili bilgileri de sağlar. Kavramsal ve uygulama olanaklarına ilişkin irdelemeler, uzun dönem planlama programı içinde, sistemin genişletilmesi probleminin çözümünü optimum değerlere yaklaştırır. Sistem davranışını etkileyebilecek alternatif programlar, güç akışı, kararlılık kriterleri, risk ve sistem analizi yöntemleri ile incelenir. Bütün bu incelemelerde kullanılacak yöntemlerin seçiminde ve varılacak sonuçların değerlendirilmesinde, planlayıcıya bir esneklik sağlanmalıdır. Sonuç olarak, herhangi bir planlama modeli doğruluk, geçerlilik, bütünlük, esneklik ve kullanılabilirlik gibi özellikleri içermelidir [18].

Elektrik enerjisi üretim sistemlerinin uzun dönem genişletme planlaması probleminde, üretim maliyeti, elektrik enerjisi talebini karşılamak koşuluyla sistemin teknik ve ekonomik yönden optimal çalışmasını sağlayacak şekilde belirlenmelidir. Elektrik güç sistemlerini genişletme planlarının optimizasyonu, büyük ölçüde matematiksel programlama ve bilgisayar kullanımını gerekli kılan karmaşık bir problemdir. Problemin çözümü aşağıdaki aşamalarla gerçekleştirilir [100-105]:

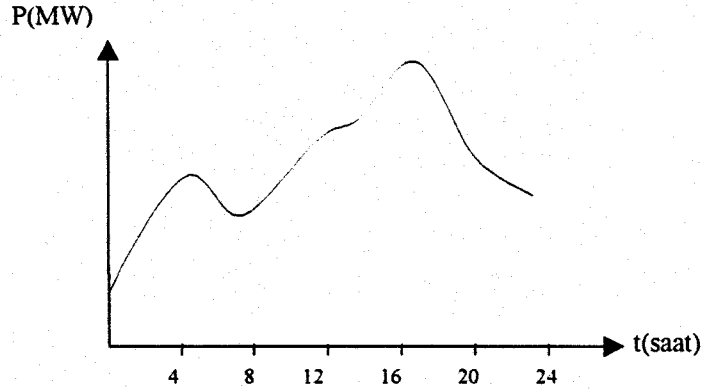
- Modele girdi olarak verilecek bilgiler toplanır
- Amaç fonksiyonu formüle edilir
- Amaç fonksiyonunu minimize edecek bir algoritma ve program oluşturulur.

Genişletme çalışmaları genellikle 20-25 yıllık bir süre için yapılır. Bu süre içinde, dinamik yapıdaki sistemin optimal olarak gerçekleştirilmesi amaçlanır.

5.1 Problemin Çözümü İçin Gerekli Bilgilerin Toplanması

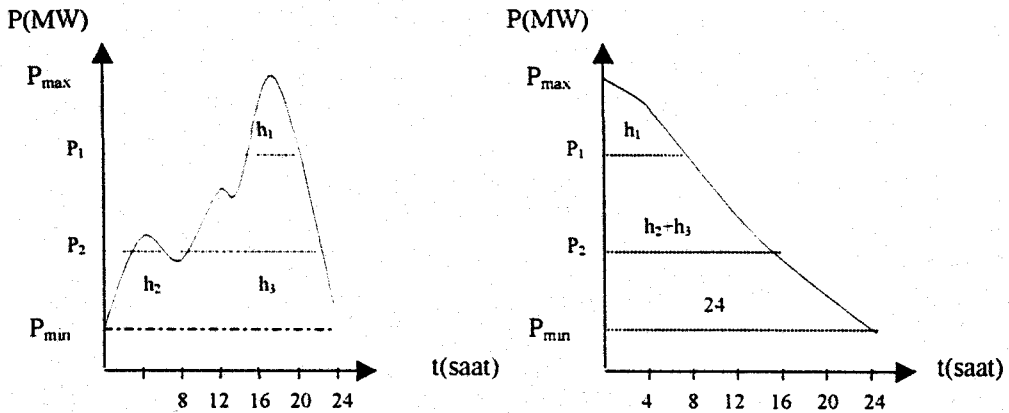
Elektrik güç sistemlerinin genişletilmesi ile ilgili bilgilerin başında, düşünülen sürenin her yılı için güç talebinin belirlenmesi gelmektedir. Değişik tüketici gruplarına bağlı olarak, talep belirleyici istatistiksel verilere dayanılarak yapılan tahmin ile gelecekteki yükler belirlenir.

Talep seviyesini belirlemek için, öncelikle tüketici yükünün zamana bağlı değişimini veren fonksiyonun elde edilmesi gereklidir. Talep (yük) ve zaman arasındaki ilişkiyi veren bu fonksiyon, günlük, haftalık, aylık, mevsimlik ve yıllık olarak düzenlenebilir. Şekil 5.3 günlük bir yük eğrisini göstermektedir:



Şekil 5.3 Günlük Yük Eğrisi

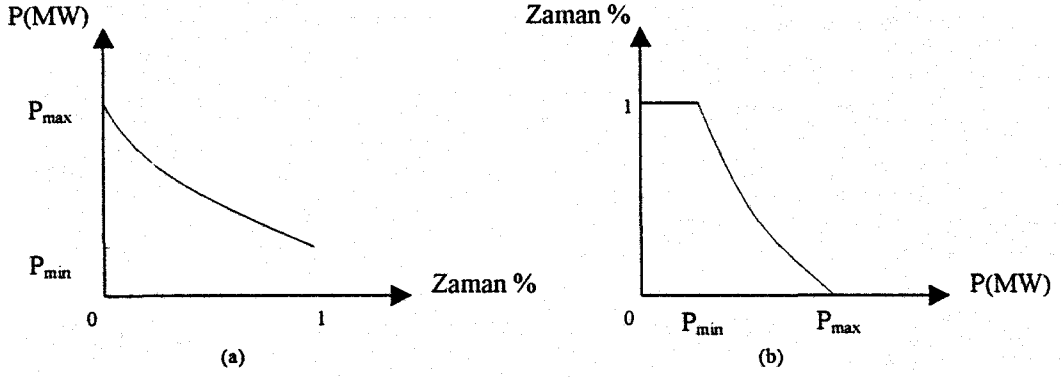
Günlük yük eğrileri yardımı ile, düzenlenmiş günlük yük eğrileri çizilebilir. Düzenlenmiş yük eğrileri, yüklemenin zamana bağlı değerleri yerine, her yük durumunun 24 saat içinde sabit kaldığı süreyi gösterirler. Başka bir deyişle, bu eğriler, bir yük durumunun devam ettiği sürenin, 24 saatlik süreye oranı esas alınarak çizilirler. Eğri, en yüksek yük durumundan başlayarak, en küçük yük durumuna doğru hazırlandığı için, eğride inişler çıkışlar yoktur. Bu nedenle sürekli yük eğrisi olarak da adlandırılırlar. Şekil 5.4 günlük yük eğrisinden, düzenlenmiş günlük yük eğrisine geçişi göstermektedir [18,106]:



Şekil 5.4 Günlük Yük Eğrisinden Düzenlenmiş Günlük Yük Eğrisine Geçiş

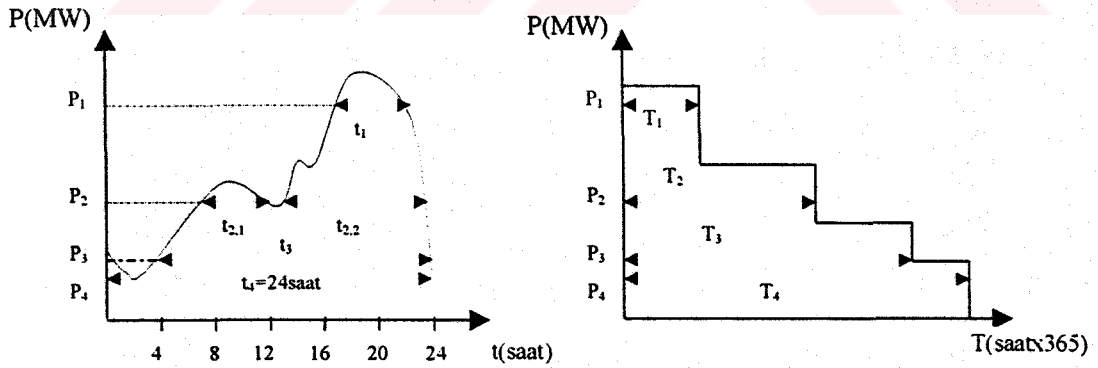
Uzun dönem planlama problemlerinde, alınan en küçük zaman periyodu bir yıl olduğu için, düzenlenmiş günlük yük eğrileri gibi hazırlanan, düzenlenmiş yıllık yük

eğrilerinden yararlanılır. Bu eğriler, bir yıllık süre içinde, bütün yük değişmelerini, enerji gereksinimini ve bu arada bir yılda ortaya çıkan en büyük güç değerini gösterdiğinden, teknik ve ekonomik bakımdan büyük bir önem taşırlar. Günümüzde, özellikle planlama problemlerinde, düzenlenmiş yük eğrisinin evriği (inversi) daha çok kullanılır. Bu eğri, talebi yatay, zaman yüzdesini düşey ekseninde alarak çizilir. Şekil 5.5 düzenlenmiş yük eğrisinden evriğine geçişi göstermektedir [28,107-109]:



Şekil 5.5 (a) Düzenlenmiş Yük Eğrisi (b) Düzenlenmiş Yük Eğrisinin Evriği

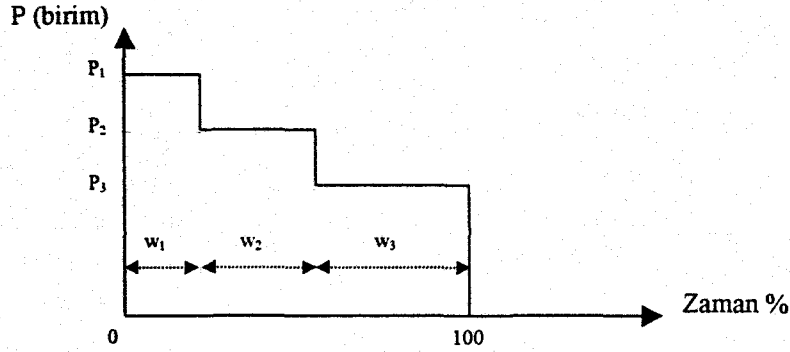
Yük eğrileri, her bir güç değerinin devam ettiği sürenin en büyük değerinden, en küçük değerine sürekli değişimi yerine, merdiven eğrisi şeklinde de gösterilebilir. Basit bir örnek olmak üzere, Şekil 5.6, günlük yük eğrisinden, yıllık merdiven yük eğrisine geçişi göstermektedir [18]:



Şekil 5.6 Günlük Yük Eğrisinden Yıllık Merdiven Yük Eğrisine Geçiş

Tepe güce karşı gelen P_1 gücü, günde t_1 saat çekilmektedir. Buna göre P_1 gücünün yılda $T_1 = t_1 \times 365$ saat çekileceği bulunur. Aynı şekilde P_2 gücü yılda $T_2 = (t_{2.1} + t_{2.2}) \times 365$ saat, P_3 gücü $T_3 = t_3 \times 365$ saat ve P_4 gücü $T_4 = 24 \times 365$ saat çekilmektedir. Bu değerlere göre çizilen merdiven eğrisinin kademeleri arttıkça duyarlılık artar [18].

Planlama probleminde sıkça kullanılan merdiven eğrisi, apsiste zaman (%), ordinatta ise güç (birim) değerleri ile verilir. Böylece her bir güç değeri için zamanın bir yüzdesi olan blok genişliği belirlenir. Şekil 5.7 böyle bir merdiven eğrisini göstermektedir:



Şekil 5.7 Merdiven Yük Eğrisi

Planlama çalışmalarında kullanılmak üzere, çeşitli talep tahmini tekniklerine dayalı olarak, gelecek yıllara ilişkin güç değerleri belirlendikten sonra, bu değerlerin yıl içindeki dağılım oranları hesaplanır. Sonuçlar, istenilen sayıda basamaklı, bir merdiven yük eğrisiyle gösterilir.

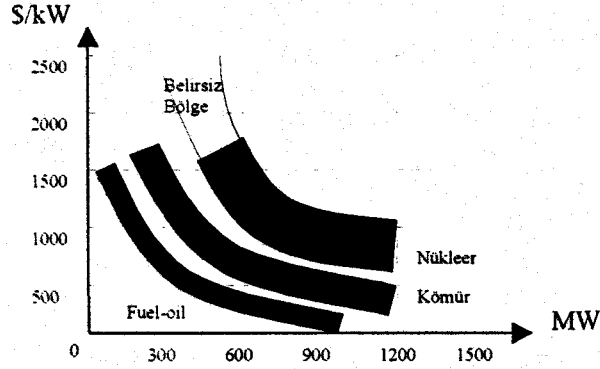
Genişletme planlaması çalışmalarında güç talebinin belirlenmesinden sonra, mevcut enerji kaynakları ve potansiyellerinin belirlenmesiyle ilgili çalışmalar önem kazanır. Sistem tarafından kullanılan enerji kaynaklarının, ekonomik durumları ve kullanım limitleri araştırılır. Çalışmalar sonucunda yakıt-güç dengesinin ekonomik olarak sağlanabilmesi amaçlanır. Sistemin çeşitli işleme koşullarında, güvenilirliğin belirli bir düzeyde tutulabilmesi önem taşıdığından, sistem karakteristiklerinin belirlenmesi gereklidir. Bu nedenle, çalışmakta olan sistem elemanları ile birlikte, yapılacak eklemelere ilişkin elemanların teknik ve ekonomik özellikleri de belirlenir. Sistem elemanlarının hata istatistikleri, sistem güvenilirliğinin sağlanmasında olduğu kadar, risk faktörünü ve üretim maliyetini belirlemede de önem taşırlar [18,110-115].

5.2 Amaç Fonksiyonu

Amaç fonksiyonu, düşünülen süre boyunca kurulacak güç tesislerinin yatırım maliyetleri ile birlikte yakıt, işletme ve bakım maliyetlerini de içeren çok bilinmeyenli doğrusal veya doğrusal olmayan bir fonksiyondur.

5.2.1 Birim Yatırım Maliyeti

Genel olarak santrallerin ünite gücü arttıkça kW veya MW kurulu güç başına, birim yatırım maliyetleri düşmektedir. Bu düşüş nükleer santrallerde daha belirgindir. Kömür ve fuel-oil santrallerinde 600 MW'in üstünde hemen hemen aynı kalmaktadır. Şekil 5.8 bu durumu göstermektedir:



Şekil 5.8 Birim Yatırım Maliyetinin Santral Gücüne Bağlı Olarak Değişimi

Hidrolik ve nükleer santrallerin ilk yatırım maliyetleri çok yüksektir. Özellikle nükleer santrallerin çok dikkatli uygulama gerektirmesi ve alınacak özel güvenlik önlemleri (%100 yedeklilik, koruma binası vb.) nedeniyle ilk yatırım maliyetleri daha da artar. Alt yapılar ve güvenlik yapıları, ünite gücüne çok az bağımlı olduğundan büyük ünite güçlerine gidildikçe birim yatırım maliyeti hızla düşer. Bu nedenle gelişmiş ülkelerde nükleer santraller 1000 MW ve üstündeki güçlerde kurulmaktadır. Öte yandan, toplam kurulu güçleri sınırlı olan gelişmekte olan ülkelerde, çok büyük ünitelere gidilmesi enterkonnekte sistemin güvenilirliği ve kararlılığı bakımından sakıncalı olmaktadır. Ayrıca, son yıllarda çok büyük üniteler yerine, aynı yerde çok sayıda daha küçük ünitelerin kurulması tercih edilmektedir. Bunda, alt yapının ortak oluşu, standart uygulama ve inşaat süresinin kısalması dolayısıyla ekonomik avantaj sağlanacağı görüşü etkili olmaktadır [116-119].

Toplam yatırım maliyeti, tekliflerin alındığı tarihteki bedele, inşaat süresindeki fiyat artışları ve faizlerin eklenmesiyle bulunmaktadır. Yapımı uzun süren santral tipleri bu yönden elverişsizdir. Tesisin planlandığı tarihten itibaren yapımının gerçekleşeceği tarihe kadar değişecek her türlü ekonomik ve teknolojik değişimleri ve gelişmeleri hesaba katan eskelasyon oranına göre yapım maliyetinin güncelleştirilmesi, yatırımların hangi yıllara hangi oranda dağıtılması için karar

vermeyi mümkün kılar. Bütün bunlara ek olarak risk oranının da dikkate alınarak yatırım maliyetinin en sağlıklı biçimde hesaplanması gerekmektedir [18].

Y_{j0}	j tipindeki bir tesisin planlamanın ilk yılındaki birim yatırım maliyeti
f	faiz oranı
e_Y	yatırım maliyetine ilişkin eskelasyon oranı
r_Y	yatırım maliyetine ilişkin risk oranı
v	tesisin planlandığı yıldan itibaren yapımı tamamlanıncaya kadar geçen yıl sayısı

olmak üzere, v yılına ait birim yatırım maliyeti Y_{jv} riski de hesaba katarak şöyle olur:

$$Y_{jv} = Y_{j0} [(1 + r_Y)(1 + e_Y)/(1 + f)]^v \quad (5.1)$$

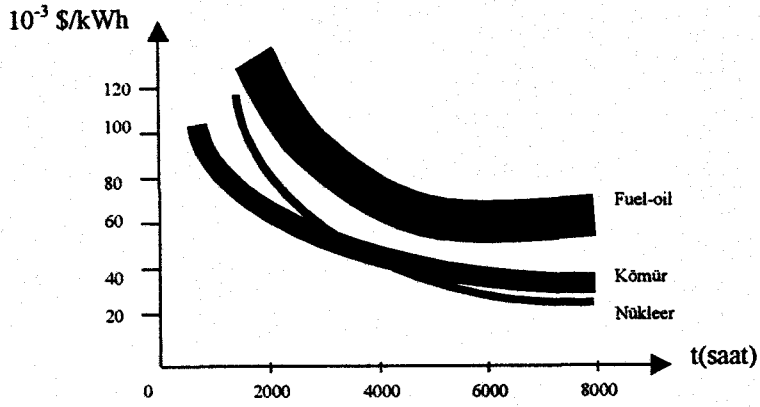
5.2.2 Birim İşletme Maliyeti

Herhangi bir santralin birim enerji üretim maliyeti, başka bir deyişle üretilen kWh başına yapılan harcama, birim yatırım, yakıt, işletme ve bakım maliyetlerinin toplamına eşittir.

Santralin tipine bağlı olarak birim enerji üretim maliyeti değişir. Bilindiği gibi, nükleer santrallerin birim yatırım maliyetleri daha yüksektir. Buna karşılık birim yakıt maliyetleri fosil yakıtlılara kıyasla daha düşük olduğu için, özellikle büyük güçlere gidildikçe, birim üretim maliyetleri fuel-oil santrallerinden daha düşük ve kömür santralleri ile kıyaslanabilir bir düzeye inmektedir.

Birim enerji üretim maliyetlerini etkileyen önemli bir faktör de yıllık işletme süresi veya yük faktörüdür. Özellikle ilk yatırım maliyetleri yüksek olan nükleer ve hidrolik santrallerde, yıllık işletme süresi veya yük faktörü ne kadar yüksekse, o kadar fazla enerji üretilmiş olur; böylece birim yatırım maliyeti düşer. Yakıt maliyetinin ağır bastığı kömür veya fuel-oil santrallerinde, birim yakıt maliyeti, işletme süresinden bağımsız olarak aynı kalmaktadır. Bunun sonucu olarak birim enerji üretim maliyeti, yıllık işletme süresi artsa da fazla azalmamaktadır. Bu nedenle nükleer santrallerin birim enerji üretim maliyetleri, yıllık işletme süresi 2000 saatin üstünde oldukça fuel-oil santrallerinden, 4000 saatin üstünde ise kömür santrallerinden daha düşük olmaktadır. Aynı nedenle, nükleer santrallerin temel yük santrali olarak ve

olabildiğince yüksek yük faktörleriyle çalıştırılması gerekmektedir. Şekil 5.9 üç değişik santral tipinde üretim maliyetlerinin yıllık işletme süresine göre değişimini göstermektedir:



Şekil 5.9 Birim Üretim Maliyetinin Yıllık İşletme Süresine Bağlı Değişimi (Fosil Yakıtlı Santraller Kükürt Arıtmasız)

Yakıt, işletme ve bakım masrafları, sabit ve değişken masraflar olarak iki bölümde ele alınabilir. Değişken masraflar yıllık yük faktörüne veya tam yükte işletme süresine bağlıdır. Kullanılan yakıtların ve/veya atıkların depolama harcamaları birim yakıt maliyeti içinde dikkate alınır.

Birim enerji üretim maliyeti içinde birim yatırım maliyetinin payı, değişik santral tipleri için değişik oranlardadır. Bu oranların belirlenmesi, işletme ve bakım maliyetleri payının da ortaya çıkmasını sağlamaktadır. Tablo 5.1 on yıl sonra işletmeye sokulacak santrallerin %5 iskonto oranı ile bugünkü değere indirgenmiş birim maliyetlerinin bileşenlerini vermektedir. Birim maliyetler (10^{-3} \$/kWh) olarak hesaplanmıştır [18].

Tablo 5.1'den çıkarılan sonuçlar şöyle özetlenebilir:

- Nükleer santrallerin birim yatırım maliyetleri, kömür santrallerine göre daha yüksektir ve birim enerji üretimi maliyetinde %50-%70 oranı ile en büyük payı almaktadır
- Kömür santrallerinin birim yakıt maliyeti, nükleer santrallere oranla 2-5 kat daha yüksektir ve birim enerji üretiminde %45-%75 oranı ile en büyük paya sahiptir.
- Birim işletme ve bakım maliyetleri gerek kömür, gerekse nükleer santrallerde %10-%20 oranı ile en küçük payı oluşturur.

Tablo 5.1 Bugünkü Değere İndirgenmiş Birim Maliyetler

ÜLKE	NÜKLEER				KÖMÜR			
	Yatırım	İşl+Bak	Yakıt	Toplam	Yatırım	İşl+Bak	Yakıt	Toplam
Kanada	14.2	2.5	3.6	20.3	9.5*	2.8	16.9	29.2
Fransa	9.5	4.0	7.3	20.8	7.1**	3.2	27.1	37.4
Almanya	15.6	5.0	7.3	27.9	7.6*	5.8	33.4	46.8
İtalya	12.4	3.5	8.4	24.3	6.8**	2.8	24.6	34.3
Japonya	15.4	6.1	10.1	31.6	11.6*	5.8	25.9	43.3
İspanya	16.3	5.1	7.6	29.0	6.7**	3.7	24.0	34.4
İngiltere	22.8	5.5	8.8	37.0	12.4**	4.5	34.8	51.7
ABD	31.8	4.9	7.1	43.8	14.0*	4.8	17.4	36.2

(*) :Kükürt arıtma dahil

(**) :Kükürt arıtma hariç

Böylece işletme maliyeti içinde en büyük payın yakıt maliyetine ait olduğu kabul edilir. Gerçekte bakım ve onarım maliyetlerini de içeren işletme maliyeti çok ayrıntılı hesaplamalar dışında yakıt maliyeti olarak da kabul edilir [18]. Buna göre,

- I_{j0} j tipindeki tesisin planlama döneminin ilk yılındaki birim işletme maliyeti,
 e_1 işletme maliyetine ilişkin eskelasyon oranı,
 r_1 işletme maliyetine ilişkin risk oranı
 f faiz oranı
 μ tesisin planlandığı tarih ile işletmeye giriş tarihi arasındaki yıl sayısı

olmak üzere, riske bağlı işletme maliyetinin (I_{jv}) bugünkü değeri şöyle hesaplanır:

$$I_{jv} = I_{j0} [(1 + r_1)(1 + e_1)/(1 + f)]^\mu \quad (5.2)$$

5.2.3 Amaç Fonksiyonunun İfadesi

Birim yatırım ve birim işletme maliyetleri (5.1) ve (5.2) eşitliklerine göre hesaplandıktan sonra, amaç fonksiyonunun yazılması gereklidir. Bunun için

planlamanın yapılacağı yıllar, önce belirli periyotlara ayrılır. Daha sonra bu periyotlar içinde zaman dilimleri belirlenir. Her bir zaman diliminin kapsadığı yıl sayısının ortasına denk gelen yıllar, $v=0,1,2,\dots$ şeklinde numaralanır. Y_{jv} , v yılında işletmeye girecek j tipinde tesis için güncelleştirilmiş birim yatırım maliyetidir. Buna uygun olarak, v yılında işletmeye girecek j tipi tesisin güç kapasitesi k_{jv} ile gösterilir. Minimum maliyetle gerekli kapasitenin işletmeye açılması ve üretimin sağlanabilmesi için,

$$A_Y = \sum_{v=1}^T \sum_{j=1}^J Y_{jv} k_{jv} \quad (5.3)$$

fonksiyonunun minimum yapılması, amacın bir kısmını gerçekleştirir [18].

Belirli bir v yılı için belirlenen I_{jv} işletme maliyetleri, tesisin işletmede kaldığı yıl süresiyle orantılı olarak belirli bir periyot süresinin katı olarak,

$$I_{jtv} = I_{jv} \cdot I_t \quad (5.4)$$

hesaplanır. Burada I_t , t . periyodun yıl olarak uzunluğu, I_{jtv} ise, t periyodu içinde, v yılında, j tipi tesise ait birim işletme maliyetidir.

$g_{jtv s}$, t . periyodun, v . yılında, s oranlı talep basamağında, j tipi tesis tarafından karşılanan güç,

w_s , merdiven yük eğrisindeki s . basamağa ait blok genişliği (zamanın yüzdesi olarak) göstermek üzere, işletme maliyeti,

$$A_I = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{v=0}^t \sum_{s=1}^S I_{jtv} g_{jtv s} w_s \quad (5.5)$$

fonksiyonu ile verilir. Böylece amaç fonksiyonu, yapım ve işletme maliyetlerini birlikte minimize edecek olan A_Y ve A_I fonksiyonlarının toplamı olarak,

$$A = A_Y + A_I \quad (5.6)$$

veya

$$A = \sum_{j=1}^J \sum_{v=1}^V Y_{jv} k_{jv} + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{v=0}^t \sum_{s=1}^S I_{jtv} g_{jtv s} w_s \quad (5.7)$$

ile bulunur. Modelin karar değişkenleri olarak isimlendirilen k_{jv} ve g_{jts} değerlerinin amaç fonksiyonunu minimize edecek şekilde hesaplanarak problemin çözülmesi gerekmektedir.

5.3 Problemin Sınırlayıcı Koşulları

Amaç fonksiyonunun formüle edilmesinden sonra, bu fonksiyon ile maliyet minimize edilirken, sisteme ait özelliklere bağlı olarak, istenen diğer koşulların da gerçekleşmesi gerekmektedir. Bu sınırlayıcı koşullar şöyle sıralanabilir [18]:

-Her dönem içindeki kurulu kapasitenin, o dönem içinde gerekli olacak tepe yükü karşılamaya yeterli olması için,

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=0}^T k_{jv} \geq P_{ts} \quad t=1, \dots, T \quad s=1, \dots, S \quad (5.8)$$

gerçeklenmelidir.

P_{ts} , t periyodu içinde, merdiven yük eğrisinin basamaklarına karşı gelen güç değerleridir. $s=1$ için $P_{ts}=P_{t1}$ olur ki, bu t periyodu içindeki tepe gücü değeridir. Ancak, kurulu gücün kullanılabilme kapasitesi hiçbir zaman %100 değildir. Ayrıca sistem güvenilirliğinin sağlanabilmesi için, tahmin edilen talep değerine belirli bir yedek değerin katılması gereklidir. Bu nedenle kurulu kapasitenin kullanılabilme katsayısı olarak isimlendirilen ve $0 < \alpha \leq 1$ değerlerini alabilen bir katsayı ile, bir yedek katsayısının modele sokulması gereklidir. Genellikle yedek güç, tepe gücünün %20-%30'u kadar kabul edilir. Böylece (5.8) eşitliği şu şekli alır:

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=0}^T \alpha_j k_{jv} \geq P_{ts} (1 + m) \quad t=1, \dots, T \quad s=1 \quad (5.9)$$

Burada α_j , j tipi için tesis için kullanılabilme katsayısı, m ise 0.2-0.3 arasında değer alan yedek katsayısıdır.

-Planlamanın her döneminde, işletmede olan tesislerin toplam üretimlerinin o döneme ait talep değerlerini karşılamaya yeterli olması gerektiği şu şekilde ifade edilir:

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=0}^T g_{jvs} \geq P_{ts} \quad t=1, \dots, T \quad s=1, \dots, S \quad (5.10)$$

-Planlama süresinin belirli periyodu içindeki her dönemde, işletmede olan tesislerin işletme kapasitelerinin bu tesislerin kurulu kullanılabilme kapasitesinden büyük olamayacağı,

$$g_{jvs} \leq a_j k_{jv} \quad j=1, \dots, J \quad v=0, \dots, T \quad t=1, \dots, T \quad s=1, \dots, S \quad (5.11)$$

ile belirlenir.

-Planlama süresinin, periyotları içindeki her dönemde, işletmede olan tesislerin ürettikleri enerjinin, aynı dönemler içinde kurulu kapasitenin üretebileceği enerjiden büyük olamayacağı ise,

$$\sum_{s=1}^S g_{jvs} w_s \leq l_j k_{jv} l_t (w_1 + w_2 + \dots + w_s) \quad t=1, \dots, T \quad j=1, \dots, J \quad v=0, \dots, T \quad (5.12)$$

şeklinde belirlenir. Burada l_t t periyodunun yıl olarak uzunluğunu, l_j ise j tipi tesise ait ortalama yük faktörünü göstermektedir. Bu faktör, yıllık ortalama üretimin, toplam kurulu güç tarafından üretilebilecek yıllık maksimum enerjiye oranı olarak tanımlanır.

Diğer taraftan merdiven yük eğrisinden de görüleceği gibi,

$$\sum_{s=1}^S w_s = 1$$

olduğu için (5.12) eşitliği şu şekilde yazılabilir:

$$\sum_{s=1}^S g_{jvs} w_s \leq l_j k_{jv} l_t \quad (5.13)$$

-Planlama süresinin belli bir periyodunda, belirli bir tesis grubuna yapılacak eklemelerin toplam kapasitesinin, o tesis grubunun maksimum ekleme kapasitesinden daima küçük olacağı şöyle ifade edilir:

$$\sum_{v=1}^T k_{jv} \leq k_{j\max} \quad j=1, \dots, J \quad (5.14)$$

6. ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM SİSTEMLERİNİN GENİŞLETİLMESİ ÇALIŞMALARINDA YENİ BİR YAKLAŞIM OLARAK RİSKE BAĞLI ÜRETİM MALİYETİNİN MATEMATİKSEL MODELİ VE ANALİZİ

Elektrik enerjisi üretim sistemlerinin genişletilmesi çalışmalarında ele alınan optimal planlama problemi, sistem içi ve dışı bir çok kriterin göz önüne alınmasını gerektirdiğinden karmaşık bir yapıya sahiptir. Bu karmaşık problemi çözebilmek için, önce istenilen kriterleri sağlayabilecek uygun bir model seçilmelidir. Şimdiye kadar bu tür çalışmalarda göz önüne alınmayan ve çözüm modellerine katılmayan risk faktörünün, kaynakların kullanılması, sistemin güvenilirliği, yatırım ve işletme maliyetlerinin minimizasyonu konularında dikkate alınması gerekir. Çünkü hayatın her aşamasında karşılaşılabilecek risk, elektrik enerji sistemlerinin planlanması ve işletilmesi aşamalarında da büyük ölçüde etkilidir. Bu durum dikkate alınarak, bu çalışmada, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin genişletilmesi çalışmalarında yeni bir yaklaşım olarak riske bağlı üretim maliyetinin analizi yapılmaktadır. Üretim maliyetine bir risk faktörü katarak, Bölüm 3'te anlatıldığı gibi çeşitli nedenlerden dolayı tesiste oluşabilecek zararları önlemek ya da karşılamak için gerektiğinde kullanılabilecek bir fon oluşturulabilir. Yüksek miktarlardaki sigorta primlerinin bir kısmı ile sigorta yapılmayan bazı durumlardan kaynaklanan zararlar bu fondan karşılanabilir.

Risk oranının belirlenmesi zor ve çok önemli bir konudur. Üretim maliyetini oluşturan yatırım ve işletme maliyetlerinin bulunmasında risk oranı dikkate alınarak, model için oluşturulan amaç fonksiyonuna katılmaktadır. Bu çalışmada, problemin çözümü için Bölüm 4'te karşılaştırmalı olarak anlatılan elektrik güç sistemlerinin üretim kapasitesi planlamasında kullanılan yöntemlerden MIP modeli kullanılmıştır. Bu model, modelleme esnekliği, güvenilirlik değerlendirmesinin modele sokulmasındaki kolaylık, hesaplama işlemlerinin gelişmişliği, duyarlılık analizine olanak sağlaması ve karar değişkenlerinin tam sayılı değerlerle çözüm vermesi nedeniyle seçilmiştir. Model, yatırım ve işletme maliyetlerini birlikte minimize eden

bir amaç fonksiyonu ve çeşitli sınırlama eşitsizliklerinden oluşmaktadır. Üretim maliyeti, elektrik enerjisi talebini karşılamak koşuluyla, sistemin teknik ve ekonomik yönden optimal çalışmasını sağlayacak şekilde belirlenmelidir. Bu da seçilen bu modelle sağlanmaktadır.

Üretim genişletme planlamasına uygulanan genel bir MIP modelinde, j üniteler ve t zaman periyotlarını göstermek üzere, modelin bilinmeyenleri,

k_j j. ünitenin kurulu olup olmamasına göre 0 veya 1 değerini alacak tam sayı değişkeni

g_{jt} t. periyodun i. bölümündeki j. ünitenin güç değeri (MW)

şeklinde tanımlanmıştır. Modelde kullanılan katsayılar ise şöyle tanımlanmaktadır:

Y_j j. ünitenin birim yatırım (sermaye) maliyeti (\$)

I_{jt} t periyodu için j. ünitenin birim işletme maliyeti (\$/MWh)

w_i zaman periyotları içindeki i. bölümün saat olarak uzunluğu (h)

a_{jt} t periyodunda j ünitenin kullanılabilirlik katsayısı

m beklenenden fazla bir taleple karşılaşılması durumu için gerekli olacak yedek kapasite katsayısı

u_j j. ünitenin ekleme kapasitesinin üst sınırı (MW)

Bu büyüklüklerle kurulan bir MIP modeli genel olarak, yatırım ve işletme maliyetlerini birlikte minimize eden bir A amaç fonksiyonu,

$$\min A = \sum_j Y_j k_j + \sum_i \sum_j \sum_t I_{jt} g_{jt} w_i \quad (6.1)$$

ve aşağıdaki eşitsizliklerden oluşur [18]: Toplam kullanılabilir kapasitesinin üst sınır değerinin, belli bir güvenlik payı ile P_n tepe gücünü karşılayabilmesi,

$$\sum_j a_{jt} k_j u_j \geq P_n (1 + m) \quad \text{her } t, i \text{ için} \quad (6.2)$$

ile gerçekleştirilmektedir. Belirli bir dönemde işletmede bulunan birimlerin toplam güç üretimlerinin, o döneme ait güç talebini karşılamaya yeterli olması gereği,

$$\sum_j g_{jt} \geq P_n \quad \text{her } t, i \text{ için} \quad (6.3)$$

şeklinde belirlenmiştir. İşletmede bulunan bir birimin üretim kapasitesi, o birimin kurulu kullanılabılme kapasitesinin üst sınırı ile,

$$g_{jt} \leq a_{jt} k_j u_j \quad \text{her } j, t \text{ ve } i \text{ için} \quad (6.4)$$

bu şekilde sınırlandırılmıştır. Her birimin kurulu kapasitesi, o birimin en büyük kapasitesi ile sınırlıdır:

$$k_j \leq u_j \quad \text{her } j \text{ için} \quad (6.5)$$

Eklenecek kapasite, eklemenin yapılıp yapılmasına bağlı olarak şöyle tanımlanmıştır:

$$k_j \in [0,1] \quad \text{her } j \text{ için} \quad (6.6)$$

6.1 Genel Modelin Probleme Uyarlanması

Genel modelde verilen amaç fonksiyonunda, birim yatırım maliyetini gösteren Y_j , belirlenen her tesis tipi için farklı bir değerdir. Oysa ki, 20-25 yıllık bir süreyi kapsayan planlama dönemi boyunca değişen ekonomik ve teknolojik koşullara bağlı olarak bu maliyet değerleri sabit kalmaz. Bu nedenle, planlama döneminin periyotlarına ait zaman dilimlerinin orta yılları $v=1, 2, \dots, V$ ile gösterilerek, bu yıllara ait Y_j değerlerinin Y_{jv} olarak tanımlanması daha uygundur. Bu katsayının çarpanı olan k_j karar değişkeni de aynı şekilde j tipi bir tesisin v yılındaki ekleme kapasitesini göstermek üzere k_{jv} olarak tanımlanmıştır. Ayrıca bu değişken, esas modeldeki gibi, bir kapasite artışının olup olmadığını göstermek yerine, ne miktarda artış olması gerektiğini gösteren bir değişken olarak tanımlanıp modele sokulmuştur. Amaç fonksiyonu içinde yer alan I_{jt} birim işletme maliyeti, aynı uyarlama ile $I_{jtv} = I_{jt} l_t$ olarak tanımlanmıştır. Burada l_t , t periyodunun yıl olarak uzunluğudur. I_{jtv} ise v yılı için birim işletme maliyetini göstermektedir. (6.1) ve (6.6) sınırlama eşitsizliklerinde görülen herhangi bir periyodun i . zaman diliminin saat olarak uzunluğunu gösteren w_i , I_{jtv} nin zaman çarpanını kapsaması nedeniyle, w_s olarak değiştirilmiştir. Bu yeni w_s katsayısı, merdiven talep eğrisinin basamak genişliklerine ait yüzde oranlarını göstermektedir. Bunlara bağlı olarak g_{jti} değişkeni de g_{jtv} şeklinde yeniden belirlenmiştir. Bu değişken, t periyodunun v . yılında, s oranlı talep

basamağında, talebin ne kadarının j tipi tesis tarafından karşılanacağını göstermektedir. Böylece (6.1) ile verilen amaç fonksiyonu şu şekli alır:

$$A = \sum_{j=1}^J \sum_{v=1}^V Y_{jv} k_{jv} + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{v=0}^t \sum_{s=1}^S I_{jtv} g_{jvts} w_s \quad (6.7)$$

Aynı uyarlamalar sınırlama eşitsizliklerinde yer alan karar değişkenleri için de yapılmıştır. Ayrıca (6.2) ve (6.4) sınırlandırmalarında yer alan belirli periyotlara ilişkin, u_j ekleme kapasitesi üst sınır değerleri, modelin çözümünde kullanılan algoritmada, her periyodun her zaman dilimi için veri olarak girildiğinden (6.2) ve (6.4) sınırlandırmalarından kaldırılmıştır. Böylece (6.2), (6.3), (6.4) eşitsizlikleri şu şekilde yeniden kurulmuşlardır:

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=0}^T a_{jv} k_{jv} \geq P_{ts} (1+m) \quad t=1, \dots, T \quad s=1 \quad (6.8)$$

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=0}^T g_{jvts} \geq P_{ts} \quad t=1, \dots, T \quad s=1, \dots, S \quad (6.9)$$

$$g_{jvts} \leq a_{jv} k_{jv} \quad j=1, \dots, J \quad v=0, \dots, T \quad t=1, \dots, T \quad s=1, \dots, S \quad (6.10)$$

(6.5) sınırlandırmasında bulunan k_j ise, belirli periyoda ait olmayıp, tüm planlama dönemi için kurulabilecek kapasitelerin üst sınırını göstermektedir. Ülkenin birincil enerji kaynaklarındaki sınırlılık ile, ekonomik ve teknolojik koşulları da göz önüne alınarak her bir j tipi tesise ilişkin kurulabilecek kapasite üst sınırları $k_{j\max}$ ile gösterilerek,

$$\sum_{v=1}^T k_{jv} \leq k_{j\max} \quad (6.11)$$

şeklinde verilmiştir. (6.6) ile verilen durum, k_{jv} karar değişkeninin yeni tanımına uygun olmadığı için modelden çıkarılmıştır. Ayrıca, bütün v yıllarında işletmede olan tesislerin ürettikleri enerjinin, aynı yıllarda kurulu bulunan kapasitenin üretebileceği enerjiden büyük olamayacağı da yeni bir sınırlama olarak,

$$\sum_{s=1}^S g_{jvts} w_s \leq I_{jt} k_{jv} I_t (w_1 + w_2 + \dots + w_s) \quad t=1, \dots, T \quad j=1, \dots, J \quad v=0, \dots, T \quad (6.12)$$

ifade edilip modele sokulmuştur. Burada l_j , j tipi tesise ait yük faktörü, l_t ise t periyodunun yıl olarak uzunluğudur. Daha önce de söz edildiği gibi w_s 'nin bir oran olarak tanımlandığı göz önüne alınarak, $w_1 + w_2 + \dots + w_s = 1$ olduğu ve dolayısıyla (6.12) eşitsizliğinin şu şekilde yazılabileceği açıktır:

$$\sum_{s=1}^S g_{jvs} w_s \leq l_j k_{jv} l_t \quad t=1, \dots, T \quad j=1, \dots, J \quad v=0, \dots, T \quad (6.13)$$

Son sınırlandırmalar modelin kendi yapısından gelir ve karar değişkenlerinin negatif değerler alamayacağına ilişkindir. Bunlar şu şekilde tanımlanmışlardır:

$$\begin{aligned} k_{jv} &\geq 0 & j=1, \dots, J & \quad v=0, \dots, T \\ g_{jvs} &\geq 0 & t=1, \dots, T & \quad s=1, \dots, S \end{aligned} \quad (6.14)$$

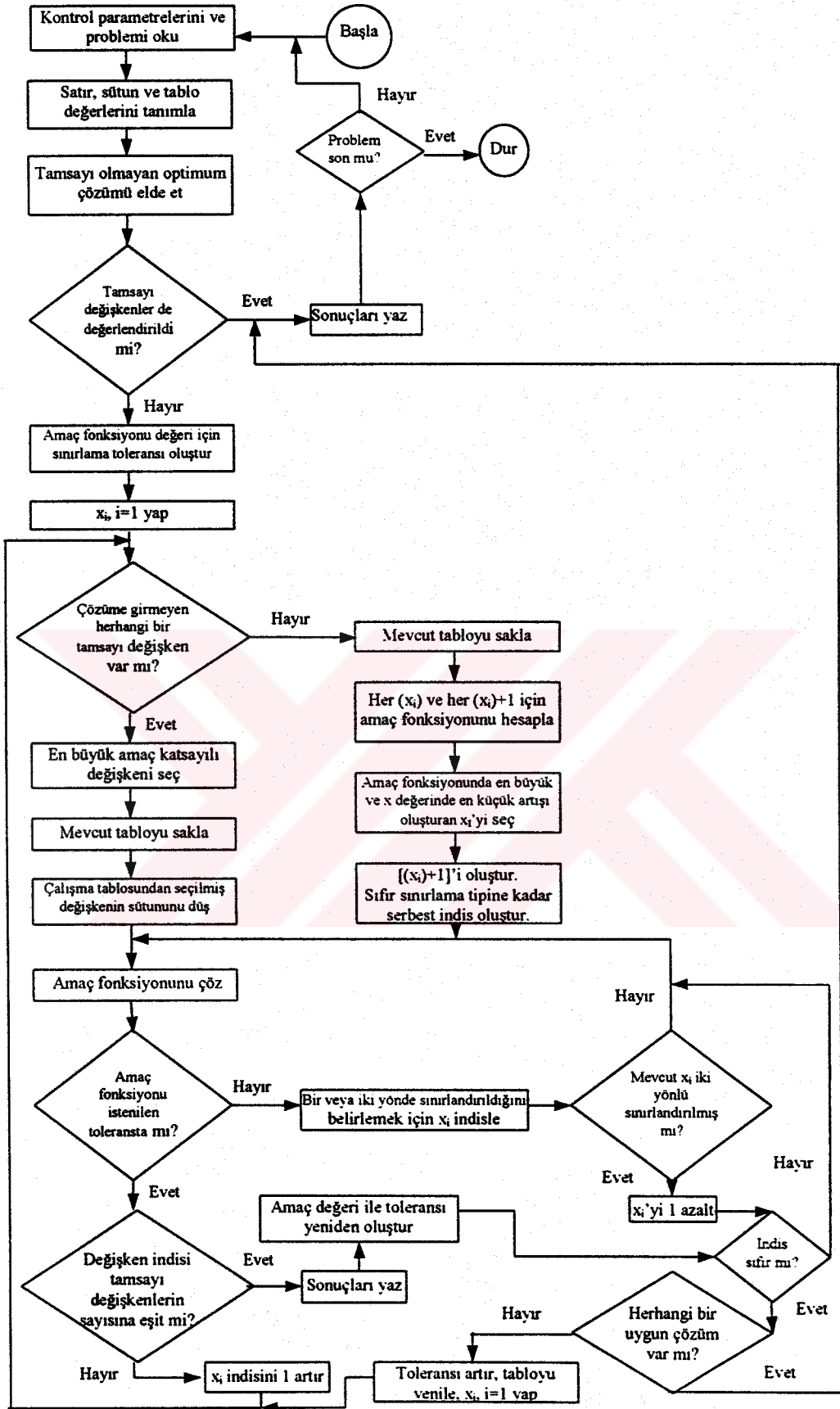
Problemin bu şekildeki çözümünü gerçekleştiren programın akış diyagramı Şekil 6.1 de verilmektedir [18].

6.2 Modelin Katsayılarının Belirlenmesi

Modelin katsayıları içinde belirlenmesi en güç büyüklükler amaç fonksiyonunun katsayıları olan birim yatırım ve birim işletme maliyetleridir. Bu maliyetler, ülkenin içinde bulunduğu ekonomik ve teknolojik koşullar ile bu koşullarda meydana gelebilecek değişimlerin kestirimine dayalı olarak değerlendirilirler. Bu nedenle, planlamanın yapıldığı ülkenin yapısal özelliklerine bağlı olarak her ülke için farklı biçimde belirlenirler. Diğer katsayıların belirlenmesinde de yine ülke koşulları etkilidir.

6.2.1 Birim Yatırım Maliyeti

Bu katsayı, tesisin planlandığı ve yapımın gerçekleşeceği tarihler arasında değişebilecek ekonomik ve teknik faktörler göz önüne alınarak değerlendirilir. Bu çalışmada, Türkiye'nin ekonomik koşullarındaki kararsız değişimler ve bu değişimlerin yatırım ve işletme maliyetleri üzerine yansıyacak etkileri karşısında, birim fiyatlar \$ (USD) ile hesaplanmıştır. Aynı düşünceyle faiz, iskonto, enflasyon, eskelasyon oranları da \$ bazında alınmıştır. Planlama dönemi boyunca yapılacak yatırımlara ilişkin yatırım maliyetleri, bu oranlara göre güncelleştirilmiştir. Y_{j0} ,



Şekil 6.1 Problemin MIP Modeline Göre Çözümüne İlişkin Akış Diyagramı

planlama döneminin ilk yılı için j tipi tesise ait birim yatırım maliyetini göstermek üzere, v yıl sonra, v yılında kurulan aynı tip tesisin, bu çalışmaya özgü, riske bağlı birim yatırım maliyeti şöyle hesaplanmıştır:

$$Y_{jv} = Y_{j0} [(1 - r_Y)(1 - e_Y)(1 + f)]^v \alpha_{jv} \xi_j \quad (6.15)$$

Burada r_Y yatırım maliyetlerine ilişkin risk oranı, e_Y ise yatırım maliyetlerine ilişkin eskelasyon oranıdır. f , faiz oranını göstermektedir. ξ_j çarpanı olarak görülen büyüklük, j tipi tesisin yaratacağı çevre sorunlarına ilişkin ek masrafların, maliyeti etkileme oranı olarak modele sokulmuştur. Eşitlikte yer alan α_{jv} ise, v yılında kurulan bir tesise yapılan yatırımın amortize edilebilmesi için, geri ödenmesi gereken miktarın toplam sermaye içindeki oranıdır. Bu faktör santrallerin ekonomik ömürleri dikkate alınarak belirlenmiştir. L_j , j tipi santralin ekonomik ömrünü göstermek üzere v yılı için α_{jv} şu şekilde hesaplanmıştır [18]:

$$\alpha_{jv} = \frac{L_j + (L_j - 1) + (L_j - 2) + \dots + [L_j - (l_t - v - 1)]}{L_j(L_j + 1)/2} \quad (6.16)$$

Bu kesrin payında, l_t , t periyodunun yıl olarak uzunluğu olmak üzere $(l_t - v)$ terim bulunmaktadır.

Planlama probleminin statik çözümü dışında, periyotlardan biri için bulunan çözüm sonuçlarının diğerine taşınmasına olanak veren çözümde, α_{jv} değerlerinin birim yatırım maliyetlerine etkisi (6.15) eşitliği ile bulunandan farklı biçimde hesaplanmıştır [18]. Bu çözümde 1. periyodun v yılında kurulan bir tesise ait $(\alpha_{jv1})_{1,1}$ değeri,

$$(\alpha_{jv1})_{1,1} = \frac{L_j + (L_j - 1) + (L_j - 2) + \dots + [L_j - (l_{t1} - v - 1)]}{L_j(L_j + 1)/2} \quad (6.17)$$

eşitliği ile bulunur. $(\alpha_{jv1})_{1,1}$ değeri, 1. periyodun v_1 yılında kurulan tesisin yine 1. periyotta geri kazanılan yatırım maliyetini payını göstermektedir. Daha sonra bu tesisin, ekonomik ömrü içinde amorti edilmesini sağlayabilmek amacıyla, 2. ve 3. periyotlara ait geri ödeme payları da hesaplanır. 1. periyodun v_1 yılında kurulan tesisin, 2. periyoda ait geri ödeme oranı şu şekilde bulunur:

$$(\alpha_{jv_1})_{1,2} = \frac{[L_j - (l_{11} - v_1)] + [L_j - (l_{11} - v_1 + 1)] + \dots}{L_j(L_j + 1)/2} \quad (6.18)$$

Kesrin payında ikinci periyodun yıl olarak uzunluğunu veren l_{12} kadar terim vardır.

Aynı tesisin 3. periyoda ait geri ödeme oranı ise şöyle bulunur:

$$(\alpha_{jv_1})_{1,3} = \frac{[L_j - (l_{11} + l_{12} - v_1)] + [L_j - (l_{11} + l_{12} - v_1 + 1)] + \dots}{L_j(L_j + 1)/2} \quad (6.19)$$

Bu kesrin payında ise, 3. periyodun yıl olarak uzunluğunu gösteren l_{13} kadar terim vardır.

Aynı şekilde, 2. periyodun herhangi bir v_2 yılında kurulmuş olan j tipi bir tesisin ekonomik ömrü boyunca amorti edilebilmesini sağlayacak geri ödeme paylarının 2. ve 3. periyotlara düşen miktarlarında da sırasıyla şu eşitliklerle bulunmuştur:

$$(\alpha_{jv_2})_{2,2} = \frac{L_j + (L_j - 1) + \dots + [L_j - (l_{12} - v_2 - 1)]}{L_j(L_j + 1)/2} \quad (6.20)$$

$$(\alpha_{jv_2})_{2,3} = \frac{[L_j - (l_{12} - v_2)] + [L_j - (l_{12} - v_2 + 1)] + \dots}{L_j(L_j + 1)/2} \quad (6.21)$$

(6.21) eşitliğinin payındaki terim sayısı 3. periyodun yıl olarak uzunluğunu veren l_{13} kadardır.

3. periyodun herhangi bir v_3 yılında kurulan j tipi bir tesisin ekonomik ömrü süresince amorti edilmesini sağlayacak geri ödeme paylarının bu periyot içinde ödenecek kısmı ise şöyle hesaplanmıştır:

$$(\alpha_{jv_3})_{3,3} = \frac{L_j + (L_j - 1) + \dots + [L_j - (l_{13} - v_3 - 1)]}{L_j(L_j + 1)/2} \quad (6.22)$$

Bulunan bu α_{jv} değerleri birim yatırım maliyetinin hesaplanmasında aşağıda açıklandığı şekilde kullanılmışlardır:

1. periyodun v_1 yılında kurulan j tipi bir tesisin bu periyot içinde geçerli olan birim yatırım maliyeti şöyle olur:

$$(Y_{jv_1})_1 = (Y_{jv_1} \alpha_{jv_1})_{1,1} \quad (6.23)$$

Aynı j tipi tesisten 2. periyodun v_2 yılında kurulması durumunda, iki periyoda ait toplam yatırım maliyeti ise şöyle hesaplanır:

$$(Y_{jv_2})_{2+1} = (Y_{jv_2} \alpha_{jv_2})_{2,2} + (Y_{jv_1} \alpha_{jv_1})_{1,2} \quad (6.24)$$

Yine aynı j tipi tesis 3. periyodun v_3 yılında da kurulmuş ise, üç periyoda ait toplam birim yatırım maliyeti şu eşitlik yardımıyla bulunur:

$$(Y_{jv_3})_{3+2+1} = (Y_{jv_3} \alpha_{jv_3})_{3,3} + (Y_{jv_2} \alpha_{jv_2})_{2,3} + (Y_{jv_1} \alpha_{jv_1})_{1,3} \quad (6.25)$$

Benzer şekilde düşünerek, ilk kez 2. periyodun v_2 yılında kurulmuş j tipi bir tesisin bu periyoda ait birim yatırım maliyeti,

$$(Y_{jv_2})_2 = (Y_{jv_2} \alpha_{jv_2})_{2,2} \quad (6.26)$$

ve aynı tip tesisten 3. periyodun v_3 yılında da kurulması durumunda, toplam birim yatırım maliyeti,

$$(Y_{jv_3})_{2+3} = (Y_{jv_3} \alpha_{jv_3})_{3,3} + (Y_{jv_2} \alpha_{jv_2})_{2,3} \quad (6.27)$$

eşitlikleriyle hesaplanır.

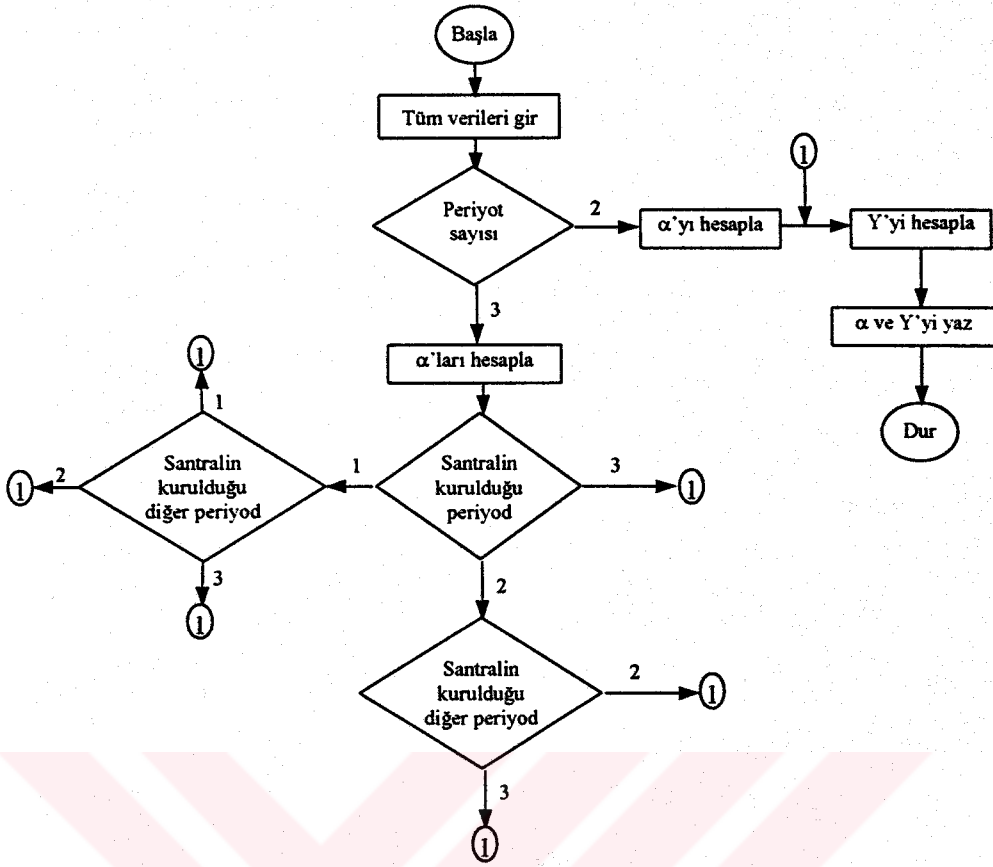
İlk kez 3. periyodun v_3 yılında kurulan j tipi bir tesis için birim yatırım maliyeti ise şöyle olur:

$$(Y_{jv_3})_3 = (Y_{jv_3} \alpha_{jv_3})_{3,3} \quad (6.28)$$

Burada, amaç fonksiyonunun katsayılarından biri olan ve hesaplama şekli ve aşamaları yukarıda anlatılan birim yatırım maliyetini hesaplayan, bilgisayar programına ait akış diyagramı Şekil 6.2’de gösterilmektedir.

6.2.2 Birim İşletme Maliyeti

Bu katsayı, tesisin planlandığı ve işletmeye giriş tarihi arasında değişebilecek ekonomik ve teknolojik faktörlere dayanılarak belirlenir. Türkiye’nin kararsız



Şekil 6.2 Birim Yatırım (Kuruluş) Maliyet Hesabının Akış Diyagramı

ekonomik koşulları dolayısıyla bu çalışmada, birim yatırım maliyetinde olduğu gibi, birim işletme maliyeti de \$ olarak hesaplanmıştır. Buna paralel olarak, faiz, iskonto, enflasyon, eskelasyon oranları da yine \$ bazında kabul edilmiştir.

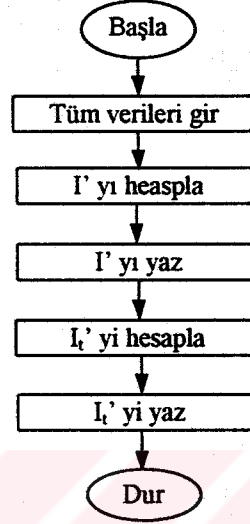
I_{j0} , planlamanın ilk yılında işletmede olan j tipi bir tesisin birim işletme maliyetini göstermek üzere, herhangi bir v yılında işletmeye girecek j tipi bir tesisin, bu çalışmaya özgü, riske bağlı yıllık birim işletme maliyeti şöyle hesaplanmıştır:

$$I_{jv} = I_{j0} [(1 - r_I)(1 - e_I)(1 + f)]^\mu \quad (6.29)$$

Burada, r_I işletme maliyetlerine ilişkin risk oranı, e_I işletme maliyetlerine ilişkin eskelasyon oranı, f faiz oranı, μ ise tesisin planlandığı tarih ile işletmeye giriş tarihi arasında geçen yıl sayısıdır. Belli bir t periyodu içindeki herhangi bir v yılı için birim işletme maliyeti ise, I_t , periyodun yıl olarak uzunluğunu göstermek üzere şöyle bulunmuştur:

$$I_{jv} = I_{jv} \cdot I_t \quad (6.30)$$

Burada da yine, amaç fonksiyonunun katsayılarından olan ve (6.29) ve (6.30) eşitlikleri yardımıyla elde edilen birim işletme maliyetini hesaplayan programa ait akış diyagramı Şekil 6.3'te gösterilmektedir.



Şekil 6.3 Birim İşletme Maliyet Hesabının Akış Diyagramı

6.2.3 Merdiven Talep Eğrisinin Basamak Genişlikleri

Planlama döneminin her bir periyodu için talep tahmini yapıldıktan sonra bulunan bu talep değerleri bir talep-% zaman diyagramında, temel ve tepe güç değerlerinden oluşan iki basamaklı merdiven talep eğrisi ile gösterilmiştir. Bu eğride tepe gücün, toplam sürenin % 20'si, temel gücün ise toplam sürenin % 80'i oranında çekildiği kabul edilmiştir. Bu kabullerin yapılmasında Türkiye için çeşitli istatistikler ve raporlar esas alınmıştır.

6.2.4 Kullanılabilme Katsayısı

Bu katsayı için, literatürdeki bilgiler esas alınarak her j tipi tesise ilişkin ortalama değerler kullanılmıştır. Ayrıca, bu katsayının yıllara göre değişim oranı % 0.7 kabul edilerek herhangi bir j tipi bir tesisin herhangi bir v yılına ilişkin kullanılabilme katsayısı şu eşitlik ile hesaplanmıştır:

$$a_{jv} = a_{j0} (1 + 0.007)^v \quad (6.31)$$

Burada α_j , j tipi bir tesisin işletmeye giriş yılına ait kullanılabilme katsayısını, η ise bu tesisin işletmede bulunduğu yılların sayısını göstermektedir.

6.2.5 Yük Faktörleri

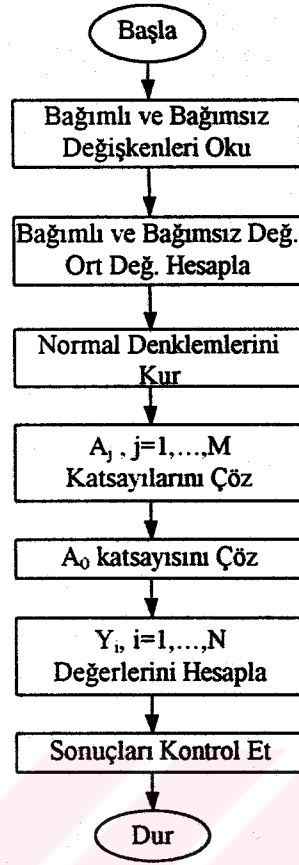
Modele ait (6.13) sınırlandırmasında yer alan, j tipi bir tesise ilişkin yük faktörü I_j , bu tesise ait yıllık ortalama üretimin, toplam kurulu güç tarafından üretilebilecek yıllık maksimum enerjiye oranıdır. Bu faktör de, Türkiye’de ve dünyada kurulu bulunan değişik tip santrallerin ortalama yük faktörleri dikkate alınarak her bir j tipi santral için ayrı ayrı saptanmıştır.

6.2.6 Güvenilirlik Katsayısı

Problemin bir MIP modeline uygun kurulmuş olması, güvenilirliğin modele bir katsayı şeklinde verilmesini zorunlu kılmıştır. Bu katsayının hesaplanmasında kullanılan teknikler, santrallerin işletme süresi, arıza nedeniyle devre dışı kalma süresi, bakım onarım için devre dışı kalma süresi gibi sağlıklı istatistiksel bilgiler gerektirmektedir. Bu denli ayrıntılı bilgilerin elde edilmesindeki zorluklar ve bu katsayının genellikle 0.2 - 0.3 arasında olduğu dikkate alınarak, güvenilirlik katsayısı 0.3 olarak modele katılmıştır.

6.2.7 Her Dönem İçin Gereken Talep Değeri

Modele girdi olarak verilecek en önemli büyüklüklerden biri, planlama dönemi boyunca karşılanması gereken sistem yüküdür. Bu nedenle, kurulu kapasitenin her yıl ne kadar artacağını belirlemek gerekir. Bu işlem talep (yük) tahmini teknikleri yardımıyla yapılır. Böyle bir çalışmaya, geçmiş yıllara ait istatistiksel bilgilerin toplanmasıyla başlanır. 1970-1999 yılları arasındaki kurulu güç değerleri esas alınarak yapılan regresyon analizi ile, Türkiye’nin kurulu güç kapasitesindeki artışın, denkleminin hangi tip fonksiyona uygun olarak değiştiği araştırılmıştır. Şekil 6.4, Bölüm 4’te ayrıntılı olarak anlatılan regresyon analizini gerçekleştiren programa ait akış diyagramını göstermektedir.



Şekil 6.4 Talepteki Artışı Belirlemede Kullanılan Regresyon Analizi Akış Diyagramı

7. SAYISAL UYGULAMALAR

Bu bölümde, Bölüm 6'da ayrıntılı olarak ele alınarak, değişen teknik ve ekonomik koşullara uyacak şekilde yeniden oluşturulan MIP modeline ait amaç fonksiyonunun katsayıları olan birim yatırım ve birim işletme maliyetleri iki şekilde hesaplanmaktadır: Önce, risk faktörü dikkate alınmadan alışlagelen durumda yapılmakta, daha sonra ise yeni bir yaklaşım olarak, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin yatırım ve işletme aşamalarındaki risk olayı belirli bir oranla işlemlere katılmaktadır. Bu çalışmalar genel olarak, katı fosil yakıtlı, fuel-oil, doğal gaz kombine çevrim ve hidrolik olmak üzere dört değişik tip santrale uygulanmaktadır. Elde edilen bu sonuçlar, tablolar halinde verilmekte ve grafikler yardımıyla karşılaştırılmaktadır. Modele ait amaç fonksiyonunun diğer katsayıları ve karar değişkenleri de hesaplanmış ve problem, genel bir MIP uygulaması olarak çözülmüştür.

Burada ayrıca, Hamitabat, Kemerköy, Soma ve Yeniköy enerji santrallerinden elde edilen çeşitli veriler kullanılmış ve bazı santrallerin gerçek sigorta poliçeleri dikkate alınmıştır. Bunlarla çeşitli tablolar oluşturulmuş ve bu santrallerin bugünkü veya planlama dönemlerine ilişkin yatırım ve işletme maliyetleri hesaplanarak kullanılabilecek risk oranı araştırılmıştır. Risk oranı, bu tür analiz ve veriler yardımıyla genel anlamda belirlenerek hesaplara katılmıştır. Burada amaç, elektrik enerjisi üretim sistemleri analizinde, her açıdan risk faktörüne dikkat çekmektir.

Hesaplamalarda kullanılan, TEAŞ ve çeşitli sigorta şirketlerinden alınan veriler ne yazık ki yetersiz kalmakta ve özellikle risk oranının belirlenmesinde, tecrübe sahibi kişilerin görüşlerini dikkate almak gerekmektedir. Ayrıca Türkiye ekonomisinin değişkenliğinin işlemler üzerindeki olumsuz etkisini önlemek amacıyla, tüm veriler Amerikan Doları bazında ele alınmakta ve hesaplamalar buna göre yapılmaktadır.

7.1 Risk Oranı Katılmadan Problemin Çözümü

7.1.1 Birim Yatırım Maliyeti

Burada ilk önce, örnek olarak alınan katı fosil yakıt, fuel-oil, doğal gaz ve hidrolik santrallere ait birim yatırım maliyetleri, risk oranı dikkate alınmadan hesaplanmaktadır. Bu hesaplamalar için şu eşitlik kullanılmaktadır [18]:

$$Y_{jv} = Y_{j0} [(1 - e_Y)(1 + f)]^{-v} \alpha_{jv} \xi_j \quad (7.1)$$

Yukarıda verilen dört değişik santralin her biri için planlama döneminin ilk yılına ait birim kuruluş maliyeti Y_{j0} ve yapım maliyetlerine ilişkin eskelasyon oranları bulunarak Tablo 7.1'de gösterilmektedir [122,123].

Tablo 7.1 Değişik Santral Tiplerinin Birim Yatırım Maliyetleri ve Eskelasyon Oranları

Tesis Tip No: j	Tesis Tipi	Birim Maliyet Y_{j0} (\$/kW)	e_Y
1	Katı Fosil Yakıtlı	800	0.05
2	Fuel-Oil	650	0.05
3	Doğal Gaz	550	0.05
4	Hidrolik	1200	0.05

Hesaplamalar daha önceden de belirtildiği gibi Amerikan Doları (\$) kullanılmakta ve f yıllık faiz oranı, %10 alınmaktadır.

(7.1) eşitliğinde görülen ve ele alınan dört santrale ilişkin olumsuz çevre etkilerini en aza indirmek için sülfür arıtma, uçucu küllerin filtre edilmesi, atık su arıtma gibi ek olarak yapılacak masrafların toplam yatırım maliyetini etkileme oranları ξ_j ile (6.16) eşitliğinde bulunan j tipi tesisin ekonomik ömrünü gösteren L_j değerleri Tablo 7.2'de verilmektedir [122,123]. Burada, her yıl ödenmesi gereken amortisman paylarının herhangi bir v yılına kadar biriken miktarını gösteren α_{jv} , (6.16) eşitliği ile hesaplanmaktadır. Tablo 7.2'de verilen L_j değerleri bu eşitlikte kullanılmış ve belirlenen 24 yıllık bir planlama süresi 12'şer yıllık iki periyoda ayrılarak yatırımların bu periyotların ortasında yani 6. ve 18. yıllarda yapıldığı varsayılmıştır. Birim yatırım maliyetini hesaplayan bilgisayar programı yardımıyla bulunan α_{jv} değerleri Tablo 7.3'te gösterilmektedir.

Tablo 7.2 Değişik Santral Tiplerinin Çevre Sorunlarına İlişkin ξ_j Ek Maliyet Katsayıları ve Ekonomik Ömürleri

Tesis Tip No. j	Tesis Tipi	ξ_j	L_j (yıl)
1	Katı Fosil Yakıtlı	1.4	40
2	Fuel-Oil	1.4	40
3	Doğal Gaz	1.1	30
4	Hidrolik	1.0	50

Tablo 7.3 Planlama Döneminin 6. ve 18. Yılları İçin α_{jv} Amortisman Payları

Tesis Tip No. j	Tesis Tipi	α_{jv_1}	α_{jv_2}
1	Katı Fosil Yakıtlı	0.692	0.274
2	Fuel-Oil	0.692	0.274
3	Doğal Gaz	0.832	0.355
4	Hidrolik	0.586	0.224

Problemin klasik çözümü için birim yatırım maliyetinin hesaplanmasında, öncelikle Tablo 7.1’de verilen Y_{j0} değerleri, $e_y=0.05$ eskelasyon ve $f=0.10$ faiz oranları dikkate alınarak güncelleştirilmiştir. $t_1=t_2=12$ yıl olan eşit iki periyoda ayrılan planlama döneminin 6. ve 18. yıllarına ait yani periyotların orta yıllarındaki Y_{jv} değerleri, Tablo 7.2’deki ξ_j ile Tablo 7.3’te verilen α_{jv_1} ve α_{jv_2} değerleri kullanılarak (7.1) eşitliğine göre hesaplanmakta ve bulunan sonuçlar Tablo 7.4’te verilmektedir.

Tablo 7.4 Klasik Çözüm İçin Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri

j	Tesis Tipi	$v_1 = 6$ α_{jv_1}	$v_2 = 18$ α_{jv_2}	Y_{j6}	Y_{j18}
1	Katı Fosil Yakıtlı	0.692	0.274	594.69	139.15
2	Fuel-Oil	0.692	0.274	483.18	113.06
3	Doğal Gaz	0.832	0.355	386.65	97.21
4	Hidrolik	0.586	0.224	539.88	121.46

Problemin klasik çözümü dışında, bir periyoddan diğerine para akışına olanak sağlayan çözüm yönteminde ise, α_{jv} değerleri (6.17)-(6.22) eşitlikleri yardımıyla hesaplanmaktadır. Kullanılan bu yöntemde önce 24 yıllık planlama süresi, $t_1=t_2=t_3$ olan 8 yıllık eşit periyoda bölünmektedir. Bu periyodlar kendi içlerinde de tekrar eşit ve 4 yıllık alt periyodlara ayrılmaktadır. Yeni yatırımların her bir alt periyodun orta

yıllarında yapıldığı varsayılmaktadır. Buna göre, 2. periyodun v_1 . ve v_2 . yıllarında kurulan j tipi bir tesisten, 2.ve 3. periyodlarda da kurulması durumunda, bu periyodlar içinde ödenecek amortisman payları, (6.17), (6.18) ve (6.19) eşitlikleriyle hesaplanarak bulunan sonuçlar Tablo 7.5'te verilmektedir.

Tablo 7.5 İlk Periyodda Kurulan Bir Tesis Tipinden 2. ve 3. Periyodlarda da Kurulmuş İse Biriken Amortisman Payları

j	L_j (yıl)	t	α_{jv_1}	α_{jv_2}
1,2	40	t_1	0.274	0.096
		$t_1+ t_2$	$0.274+(0.297+0.336)$	$0.096+(0.297+0.336)$
		$t_1+ t_2+t_3$	$0.274+(0.297+0.336)$ $+(0.258+0.2915)$	$0.096+(0.297+0.336)$ $+(0.258+0.2195)$
3	30	t_1	0.355	0.127
		$t_1+ t_2$	$0.355+(0.35+0.42)$	$0.127+(0.35+0.42)$
		$t_1+ t_2+t_3$	$0.355+(0.35+0.42)$ $+(0.284+0.215)$	$0.127+(0.35+0.42)$ $+(0.284+0.215)$
4	50	t_1	0.224	0.05
		$t_1+ t_2$	$0.224+(0.163+0.179)$	$0.05+(0.163+0.179)$
		$t_1+ t_2+t_3$	$0.224+(0.163+0.179)$ $+(0.47+0.130)$	$0.05+(0.163+0.179)$ $+(0.47+0.130)$

Herhangi bir j tipi tesisin, 2. periyodun v_1 . ve v_2 . yıllarında kurulduğu düşünülürse, kurulan bu tesislerin ekonomik ömürlerine bağlı olarak kuruldukları yıldan başlayarak planlama dönemi boyunca geri ödenmesi gereken amortisman payları (6.20) eşitliği ile hesaplanmaktadır. 2. periyodun v_1 . ve v_2 . yıllarında kurulan j tipi bir tesisten 3. periyod içinde de kurulması halinde, bu periyodlar boyunca ödenmesi gereken amortisman payları ise, (6.20) ve (6.21) eşitlikleri kullanılarak hesaplanmakta ve bulunan sonuçlar Tablo 7.6'da gösterilmektedir.

Tablo 7.6 İlk Kez 2. Periyodda Kurulan bir Tesis İçin 2. ve 3. Periyodlara İlişkin Amortisman Payları

j	L_j (yıl)	t	α_{jv_1}	α_{jv_2}
1,2	40	t_2	0.274	0.096
		$t_2+ t_3$	$0.274+(0.297+0.336)$	$0.096+(0.297+0.336)$
3	30	t_2	0.355	0.127
		$t_2+ t_3$	$0.355+(0.35+0.42)$	$0.127+(0.35+0.42)$
4	50	t_2	0.224	0.05
		$t_2+ t_3$	$0.224+(0.163+0.179)$	$0.05+(0.163+0.179)$

Aynı şekilde ilk kez 3. periyodda kurulduğu düşünülen bir tesisin, bu periyodun v_1 . ve v_2 . yıllarında kurulması durumunda, planlama dönemi sonuna kadar geri

ödenmesi gereken amortisman payları, (6.22) eşitliği kullanılarak hesaplanmakta ve elde edilen sonuçlar Tablo 7.7’de gösterilmektedir.

Tablo 7.7 İlk kez 3. Periyodda Kurulmuş Bir Tesise İlişkin α_{jv} Amortisman Payları

j	L_j (yıl)	t	α_{jv_1}	α_{jv_2}
1,2	40	t_3	0.274	0.096
3	30	t_3	0.355	0.127
4	50	t_3	0.224	0.050

t_1, t_2 ve t_3 periyodları, 8’er yıllık eşit sürelerden oluştuğu için her periyod ve onu izleyen diğer periyodlarda kurulan tesislere ait geri ödeme payları eşit miktarlarda olmakta, fakat bu şekilde bulunan α_{jv} değerleri, değişik periyodlardaki maliyetlerin hesaplanmasında farklı şekillerde kullanılmaktadır. Problemin klasik olmayan periyoddan periyoda para akışına olanak sağlayan çözümde, $t_1=8$ yıl olan 1. periyodun 2. ve 6. yıllarına ait Y_{jv} değerleri, (7.1) eşitliğine uygun olarak hesaplanmakta ve bulunan bu sonuçlar Tablo 7.8’de verilmektedir.

Tablo 7.8 Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüm İçin t_1 Periyoduna İlişkin Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri

j	$v_1 = 2$ α_{jv_1}	$v_2 = 6$ α_{jv_2}	Y_{j2}	Y_{j6}
1	0.274	0.096	281.00	82.56
2	0.274	0.096	228.30	67.08
3	0.355	0.127	196.67	59.00
4	0.224	0.050	157.14	46.07

2. periyodun 2. ve 6. yıllarına ya da planlama döneminin 10. ve 14. yıllarına ait Y_{jv} değerleri de aynı şekilde hesaplanmakta; ancak, bir önceki periyodda kurulan aynı tesisler var ise, bunların 2. Periyod içinde ödenecek amortisman payları bu değerlerle birleştirilmektedir. Bunun için (6.18) eşitliği kullanılmakta ve bu paylar, 2. periyodun v_1 . ve v_2 . yıllarına bölüşümü $(t_2-v_1)/t_2$ ve $(t_2-v_2)/t_2$ olarak yapılmaktadır. Bu şekilde t_2 periyoduna ilişkin Y_{jv} değerleri hesaplanarak her bir santral için bulunan sonuçlar Tablo 7.9’da gösterilmektedir.

Tablo 7.9 Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüm İçin t_2 Periyoduna İlişkin Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri

j	$(Y_{j10})_{2,2}$	$(Y_{j14})_{2,2}$	$(\alpha_{j2})_{1,1}$	$(\alpha_{j6})_{1,1}$	$3/4[Y_{j2}(\alpha_{j2})_{1,2} + Y_{j6}(\alpha_{j6})_{1,2}]$	$1/4[Y_{j2}(\alpha_{j2})_{1,2} + Y_{j6}(\alpha_{j6})_{1,2}]$	Y_{j10}	Y_{j14}
1	197.60	58.06	0.297	0.336	62.66+20.80=83.46	20.88+6.93=27.81	83.46	27.81
2	160.57	47.17	0.297	0.336	50.9+0=50.9	16.97+0=16.97	211.47	64.14
3	137.45	41.49	0.350	0.420	51.13+18.59=69.72	17.04+6.19=23.23	207.2	64.72
4	109.82	32.40	0.163	0.179	19.17+6.104=25.27	6.39+2.034=8.042	135.1	40.80

Planlama döneminin son periyodu olan 3. periyodun 2. ve 6. Yani planlama döneminin 18. ve 22. Yıllarına ilişkin $(Y_{jv})_{3,3}$ değerleri, (7.1) ve (6.16) eşitlikleri ve önceki periyodların v_1 . ve v_2 . yıllarında kurulan aynı tip tesislere ait geri ödeme payları da (6.19) ve (6.21) eşitlikleri kullanılarak hesaplanmaktadır. Daha sonra bulunan bu paylar (6.25) eşitliğine göre yatırım(kuruluş) maliyetlerine katılarak 3. Periyoda ait Y_{jv} değerleri elde edilmektedir. Yalnızca 3. periyodda kurulan tesislere ilişkin yatırım maliyetleri ve 1. ve 2. periyodlarda kurulan tesislerin 3. periyodda geri ödenecek amortisman payları Tablo 7.10'da gösterilmektedir. Planlama dönemine ait her üç periyodda da kurulan aynı tip tesislerin 3. Periyod için Y_{jv} birim yatırım maliyetleri ise Tablo 7.11'de verilmektedir.

Tablo 7.10 t_3 Periyodunda Kurulan tesislere ait Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri ve Aynı Tip Tesislerin 1. ve 2. Periyodlardan 3. Periyoda Aktarılan Amortisman Payları

j	$(Y_{j18})_{3,3}$	$(Y_{j22})_{3,3}$	$(\alpha_{j2})_{1,3}$	$(\alpha_{j6})_{1,3}$	$(\alpha_{j10})_{2,3}$	$(\alpha_{j18})_{2,3}$
1	138.95	40.825	0.2195	0.2585	0.295	0.336
2	112.90	33.17	0.2195	0.2585	0.295	0.336
3	97.25	29.17	0.215	0.284	0.35	0.42
4	121.43	22.78	0.1307	0.1468	0.1629	0.179

Tablo 7.11 Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüm İçin t_3 Periyoduna İlişkin Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri

j	$3/4[Y_{j2}(\alpha_{j2})_{1,3} + Y_{j6}(\alpha_{j6})_{1,3} + Y_{j10}(\alpha_{j10})_{2,3} + Y_{j18}(\alpha_{j18})_{2,3}]$	$1/4[Y_{j2}(\alpha_{j2})_{1,3} + Y_{j6}(\alpha_{j6})_{1,3} + Y_{j10}(\alpha_{j10})_{2,3} + Y_{j18}(\alpha_{j18})_{2,3}]$	Y_{j18}	Y_{j22}
1	46.26+16.01+0+0=62.27	15.42+5.33+0+0=20.75	62.27	20.75
2	37.67+0+47.16+0=84.83	12.55+0+15.72+0=28.27	197.73	61.44
3	54.39+20.44+31.7+12.57=119.09	18.13+6.81+10.56+4.19=39.7	216.34	68.87
4	15.4+5.06+16.48+5.45=42.4	5.13+1.68+5.5+1.81=14.13	120.1	36.91

7.1.2 Birim İşletme Maliyeti

Birim işletme maliyeti, tesisin planlandığı ve işletmeye giriş tarihi arasında değişebilecek ekonomik ve teknik faktörlere bağlı olarak belirlenmektedir. Burada ilk önce, örnek olarak alınan katı fosil yakıt, fuel-oil, doğal gaz ve hidrolik santrallere ait birim işletme maliyetleri, risk oranı dikkate alınmadan hesaplanmaktadır. Bu hesaplamalar için, herhangi bir v yılında işletmeye girecek j tipindeki bir tesisin I_j birim işletme maliyetini veren (7.2) eşitliği kullanılmaktadır:

$$I_{jv} = I_{j0} [(1 - e_1)(1 + f)]^{-v} \quad (7.2)$$

Yukarıda verilen dört değişik santralin her biri için planlama döneminin ilk yılına ait birim işletme maliyeti I_{j0} ve işletme maliyetlerine ilişkin eskelasyon oranları bulunarak Tablo 7.12’de gösterilmektedir [122,123].

Tablo 7.12 Değişik Tesis Tiplerine İlişkin I_{j0} Yıllık Birim İşletme Maliyetleri ve e_1 Eskelasyon Oranları

Tesis Tip No: j	Tesis Tipi	Birim İşl. Maliyeti I_{j0} (\$/MW.yıl)	Eskelasyon Oranları e_1
1	Katı Fosil Yakıtlı	120	0.06
2	Fuel-Oil	160	0.07
3	Doğal Gaz	400	0.02
4	Hidrolik	15	0.00

Problemin klasik çözümü için birim işletme maliyetinin hesaplanmasında, öncelikle Tablo 7.12’deki değerler ve faiz oranının $f=0.10$ olduğu dikkate alınıp (7.2) eşitliği kullanılarak, $t_1=t_2=12$ yıl olan eşit iki periyoda ayrılan planlama döneminin 6. ve 18. yıllarına ait yani periyotların orta yıllarındaki I_{jv} değerleri hesaplanmaktadır. Daha sonra ise (6.30) eşiliğine göre amaç fonksiyonundaki I_{jtv} katsayıları bulunmaktadır. Dört değişik santral için de hesaplanan bu değerler Tablo 7.13’te gösterilmektedir.

Tablo 7.13 Klasik Çözüm İçin I_{jv} Birim İşletme Maliyetleri

j	I_{jv_1} (\$/MW.yıl)	I_{jv_2} (\$/MW.yıl)	I_{jtv_1} (\$/MW)	I_{jtv_2} (\$/MW)
1	98.19	65.74	1178.26	788.85
2	139.59	106.26	1675.13	1275.09
3	254.89	103.50	3058.64	1241.95
4	8.47	2.70	101.61	32.38

Problemin klasik çözümü dışında, bu çalışmada da sözü edilen bir periyoddan diğerine para akışına olanak sağlayan çözüm yönteminde ise, Kullanılan bu yöntemde yine önce 24 yıllık planlama süresi, $t_1=t_2=t_3$ olan 8 yıllık eşit periyoda bölünmektedir. Bu üç eşit periyodun herbirinin orta yıllarında, yani planlama döneminin 2.ve 6., 10. ve 14., 18. ve 20. yıllarında işletmeye girecek tesisler için yukarıdaki aynı değerler kullanılarak I_{jv} (\$/MW.yıl) ve I_{jtv} (\$/MW) değerleri hesaplanmakta ve sırasıyla bu sonuçlar Tablo 7.14, Tablo 7.15 ve Tablo 7.16'da verilmektedir. Tüm bu hesaplamalarda bilgisayar programı kullanılmıştır.

Tablo 7.14 Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüme Ait t_1 Periyodu İçin İlişkin I_{jv} Birim İşletme Maliyetleri Değerleri (Planlama Döneminin 2. ve 6. Yıllarına Ait)

j	I_{jv_1}	I_{jv_2}	I_{jtv_1}	I_{jtv_2}
1	112.24	98.19	448.95	392.75
2	152.89	139.59	611.55	558.38
3	344.21	254.89	1376.84	1019.55
4	12.40	8.47	49.59	33.87

Tablo 7.15 Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüme Ait t_2 Periyodu İçin İlişkin I_{jv} Birim İşletme Maliyetleri Değerleri (Planlama Döneminin 10. ve 14. Yıllarına Ait)

j	I_{jv_1}	I_{jv_2}	I_{jtv_1}	I_{jtv_2}
1	85.90	75.14	343.59	300.58
2	127.46	116.38	509.83	465.50
3	188.74	139.77	754.98	559.06
4	5.78	3.95	23.13	15.80

Tablo 7.16 Periyoddan Periyoda Para Akışına Olanak Sağlayan Çözüme Ait t_3 Periyodu İçin İlişkin I_{jv} Birim İşletme Maliyetleri Değerleri (Planlama Döneminin 18. ve 22. Yıllarına Ait)

j	I_{jv_1}	I_{jv_2}	I_{jtv_1}	I_{jtv_2}
1	65.74	57.51	262.95	230.03
2	106.26	97.02	425.03	388.08
3	103.50	76.64	413.98	306.55
4	2.70	1.84	10.79	7.37

7.1.3 Basamaklı Talep Fonksiyonunun Basamak Genişlikleri

Amaç fonksiyonunun işletme maliyeti ile ilgili kısmında bulunan I_{jiv} katsayısından ayrı olarak, tepe ve temel yüklerinin çekilme oranlarının da elde edilmesi gerekmektedir. Burada temel ve tepe güçlerden oluşan iki basamaklı bir merdiven talep eğrisi dikkate alınmaktadır. w_s ile gösterilen bu katsayı, temel yüklerde 0.8 ve tepe yüklerde 0.2 kabul edilmektedir [122].

7.1.4 Kullanılabilme Katsayısı

Dört değişik santrale ait planlamanın ilk yılındaki a_{j0} kullanılabilme katsayıları, bazı kaynaklara dayanılarak elde edilmekte ve bu değerler kullanılarak (6.31) eşitliği yardımıyla kullanılabilme katsayıları hesaplanmaktadır. Bu hesaplamalar planlama döneminin 2., 6. ve 18. yılları için yapılmaktadır. Bulunan tüm değerler Tablo 7.17 de gösterilmektedir.

Tablo 7.17 a_{jv} Kullanılabilme Katsayıları

j	a_{j0}	a_{j2}	a_{j6}	a_{j18}
1	0.90	0.887	0.863	0.794
2	0.87	0.858	0.834	0.767
3	0.90	0.887	0.863	0.794
4	0.98	0.966	0.939	0.864

7.1.5 Yük Faktörü ve Maksimum Kapasite

Planlama problemi için ele alınan dört değişik santral için I_j yük faktörleri, özellikle Türkiye'deki santraller göz önüne alınarak bunlara ait yük faktörlerinin ortalama değerlerine göre belirlenmektedir. Ele alınan dört tip santrale ait, k_{max} ile gösterilen maksimum kapasiteler ise yine Türkiye'deki teknik ve ekonomik bakımdan uygun potansiyel kaynaklar dikkate alınarak elde edilmektedir [122,124]. Tüm bu değerler, Tablo 7.18'de gösterilmektedir.

7.1.6 Güvenilirlik Katsayısı

Bölüm 6'da da belirtildiği gibi, 0.2-0.3 arasında değerler aldığı kabul edilen m güvenilirlik katsayısı 0.3 alınarak modele sokulmaktadır.

Tablo 7.18 Yük Faktörü ve Maksimum Kapasite Değerleri

j	Tesis Tipi	I_j	$k_{\max}$ (MW)
1	Katı Fosil Yakıtlı	0.55	4000
2	Fuel-Oil	0.75	10000
3	Doğal Gaz	0.15	10000
4	Hidrolik	0.40	25000

7.1.7 Güç Talebi

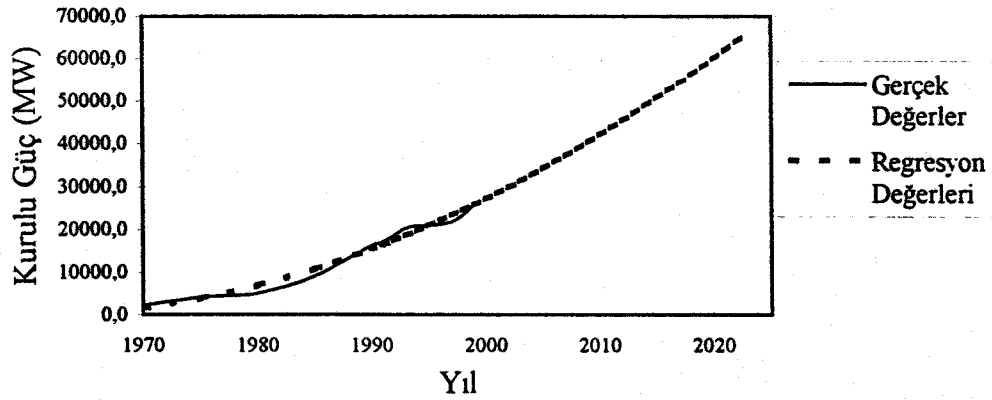
Planlama dönemi boyunca karşılanması gereken sistem yükünün belirlenerek planlama modeline sokulmalıdır. Bu amaçla, 1970-1999 yılları arasında Türkiye’de kurulu güçteki değişimleri içeren çeşitli istatistik bilgiler göz önüne alınarak, akış şeması şekil 6.4’te verilen, talepteki artışı belirlemekte kullanılan regresyon analizi yapılmaktadır. Kurulu güç kapasitesindeki artışın 2. derece bir parabol fonksiyonuna, $y=15.788x^2-1832.5x+52490$, benzediği görülmektedir. Tablo 7.19, 1970-1999 yılları arasındaki regresyon değerleri ile, gerçek kurulu güç değerlerini göstermektedir. Tablo 7.20 ise planlamanın başlangıç yılı kabul edilen 2000 yılı ile 2023 yılları arsını kapsayan 24 yıllık planlama dönemi boyunca, yukarıdaki parabol denklemiyle bulunarak kurulu güç kapasitesine ait regresyon değerlerini göstermektedir. Şekil 7.1’de ise Türkiye’de 1970-2023 yılları arasındaki kurulu güçlerin gerçek ve regresyon değerleri verilmektedir.

Tablo 7.19 Gerçek Değerler ve Regresyon Değerleri

Yıl	Gerçek Kurulu Güç (MW)	Regresyon Değerleri (MW)
1970	2234.9	1576.20
1975	4186.6	3860.00
1980	5118.7	6933.20
1985	9119.1	10795.80
1990	16315.1	15447.80
1991	17206.6	16472.93
1992	18713.6	17529.63
1993	20335.1	18617.91
1994	20857.3	19737.77
1995	20951.8	20889.20
1996	21246.9	22072.21
1997	21889.4	23286.79
1998	23351.5	24532.95
1999	26116.8	25810.69

Tablo 7.20 Planlama Dönemi Yıllarına İlişkin Kurulu Güç Regresyon Değerleri

Yıl	Yıl Sayısı	Kurulu Göç Regresyon Değerleri (MW)
2000	1	27120.00
2001	2	28460.89
2002	3	29833.35
2003	4	31237.39
2004	5	32673.01
2005	6	34140.20
2006	7	35638.97
2007	8	37169.31
2008	9	38731.23
2009	10	40324.73
2010	11	41949.80
2011	12	43606.45
2012	13	45294.67
2013	14	47014.47
2014	15	48765.85
2015	16	50548.80
2016	17	52363.33
2017	18	54209.43
2018	19	56087.11
2019	20	57996.37
2020	21	59937.20
2021	22	61909.61
2022	23	63913.59
2023	24	65949.15



Şekil 7.1 1970-2023 Yılları Arasındaki Kurulu Güçlerin Gerçek ve Regresyon Değerleri

7.1.8 Problemin Çözümü

Modele veri olarak girecek tüm bilgiler elde edildikten sonra bu çalışmada, planlama problemi, yalnızca genel bir MIP uygulaması olarak çözülmektedir. 24 yıllık planlama dönemi, 12'şer yıllık iki eşit periyoda ayrılarak periyodların orta yılları olan 6. ve 18. yıllara ait güç değerleri ile tepe gücünü güvenilir biçimde karşılayabilecek güç değeri Tablo 7.21'de verilmektedir. Burada, kullanılan bilgisayar programı yardımıyla bulunan sonuçların düzenlenmiş şekli Tablo 7.22'de gösterilmektedir.

Tablo 7.21 Planlamanın 6. ve 18. Yıllarına Ait Tepe ve Temel Güç Değerleri

t	v	P (MW)	$P_{temel} = 0.60 P$	$P_{tepe} = 0.85 P$	$P_{tepe} (1+m)$
t_1	v_1	34140.2	20484.1	29019.2	37725.0
t_2	v_2	54209.4	32525.7	46078.0	59901.4

Tablo 7.22 Statik Çözümde 24 Yıl İçin Kapasitenin Periyodlara Dağılımı

j	Kurulu Güç (MW)	v	t_1		t_2	
			Tepe Güç (MW)	Temel Güç (MW)	Tepe Güç (MW)	Temel Güç (MW)
1	9614	v_0	4000	3170	6150	3673
	9400	v_1	3600	3850	5119	3850
	0	v_2	0	0	0	0
2	1185	v_0	692	572	692	572
	185	v_1	61	133	50	161
	3343	v_2	0	0	540	1740
3	3891	v_0	1668	0	0	0
	8830	v_1	2576	1000	6230	5454
	1420	v_2	0	0	0	1265
4	7360	v_0	5454	3990	0	4180
	15000	v_1	9063	7769	14560	5360
	17000	v_2	1905	0	12737	6270

7.2 Risk Oranı Katılarak Problemin Çözümü

Burada yalnızca, problemin katsayılarından birim yatırım ve işletme maliyetlerine risk oranı katılmakta ve değerleri tekrar hesaplanmaktadır. Diğer tüm katsayılar ve kabuller aynen alınmakta ve modele katılmaktadır. Bu nedenle burada yalnızca klasik çözüm için yeni değerler bulunmaktadır.

7.2.1 Birim Yatırım Maliyeti

Burada, örnek olarak alınan katı fosil yakıt, fuel-oil, doğal gaz ve hidrolik santrallere ait birim yatırım maliyetleri, risk oranı dikkate alınarak hesaplanmaktadır. Bu hesaplamalar için Bölüm 6'da elde edilen (6.15) eşitliği kullanılmaktadır. Yukarıda verilen dört değişik santralin her biri için planlama döneminin ilk yılına ait birim kuruluş maliyeti Y_{j0} , yapım maliyetlerine ilişkin eskelasyon oranları, çevre sorunlarına ilişkin ek maliyet katsayıları, ekonomik ömürleri ve ayrıca faiz oranı hesaplamalarda aynen alınmaktadır. Aynı planlama mantığı kullanılmaktadır.

Burada r_Y , birim yatırım maliyetine ilişkin risk oranı, yatırım aşamasında santrallere ait çeşitli tipteki sigorta poliçeleri, kaza raporları, risk analizleri ve çeşitli veriler dikkate alınarak belirli bir risk oranı belirlenmektedir. Veri bulmadaki zorluklar ve yeterli bilgilerin olmaması nedeniyle genelde gözlemler ve tecrübelerle bu oranlar belirlenmektedir. Sigorta şirketlerinde yapılan araştırmalar ve elde edilen bilgiler sonucunda yatırım maliyetine ilişkin bu risk oranının, duran ve dönen varlıklar, sorumluluklar, çalışanların sağlıkları, araçlar, makine kırılmaları, yangın ve doğal afetler ile ilgili riskler dikkate alınarak toplam olarak yaklaşık 0.005 alınabileceği düşünülmektedir [125]. Ayrıca burada, her yıl ödenmesi gereken amortisman paylarının herhangi bir v yılına kadar biriken miktarını gösteren α_{jv} değerleri de değişmeyip aynı kalmaktadır. Buna göre, problemin klasik çözümü için, bu veriler kullanılarak, $t_1=t_2=12$ yıl olan eşit iki periyoda ayrılan planlama döneminin 6. ve 18. yıllarına ait yani periyotların orta yıllarındaki Y_{jv} değerleri (6.15) eşitliğine göre hesaplanmakta ve bulunan sonuçlar Tablo 7.23'de'te verilmektedir.

Tablo 7.23 Klasik Çözüm İçin Riske Bağlı Y_{jv} Birim Yatırım Maliyetleri

j	Tesis Tipi	$v_1 = 6$ α_{jv_1}	$v_2 = 18$ α_{jv_2}	Y_{j6}	Y_{j18}
1	Katı Fosil Yakıtlı	0.692	0.274	612.85	152.29
2	Fuel-Oil	0.692	0.274	497.94	123.74
3	Doğal Gaz	0.832	0.355	398.45	106.38
4	Hidrolik	0.586	0.224	556.36	132.93

Problemin klasik çözümü dışında, bu çalışmada da sözü edilen bir periyoddan diğerine para akışına olanak sağlayan çözüm yöntemine ait Y_{jv} değerleri hesaplanmamaktadır. Buna ait değerlerde yine aynı şekilde bulunabilir.

7.2.2 Birim İşletme Maliyeti

Burada ilk önce, örnek olarak alınan katı fosil yakıt, fuel-oil, doğal gaz ve hidrolik santrallere ait birim işletme maliyetleri, risk oranı dikkate alınarak hesaplanmaktadır. Bu hesaplamalar için I_j birim işletme maliyetini veren (6.29) eşitliği kullanılmaktadır. Yine aynı şekilde, yukarıda verilen dört değişik santralin her biri için planlama döneminin ilk yılına ait birim işletme maliyeti I_{j0} ve işletme maliyetlerine ilişkin eskelasyon oranları ve faiz oranı değişmemektedir. Burada da yine gerekli olan birim işletme maliyetine ilişkin risk oranı, r_1 , risk analizi kriterleri ve sigorta şirketlerinden alınan bilgiler kullanılarak belirlenmektedir. Burada hesaplara katılmayan sigorta faktörü de göz önüne alınırsa, santrallerin işletilmesi esnasında yine sigorta kapsamına giren veya girmeyen konulardan kaynaklanan zararları karşılamak, önleyici çalışmalar yapmak ve gerekirse daha kapsamlı sigorta yaptırabilmek için, maliyeti artırıcı yönde de olsa, bir risk oranı hesaplara katılmaktadır. Bu durumda elde edilen ek gelir bir risk fonu oluşturmak için kullanılmaktadır. Bu risk oranının iyi belirlenmesi gerekmektedir. Özellikle rekabet ortamında bu oran çok yüksek tutulamaz, optimum bir oran sağlanmalıdır. Zaten burada elde edilen, riske bağlı maliyetler amaç fonksiyonuna diğer faktörlerle birlikte katılarak minimizasyon işlemi yapılmaktadır. Planlama dönemi için bu oranın belirlenebilmesi için geçmiş yıllara ait düzenli bilgi ve verilere ihtiyaç duyulmaktadır. Sigorta şirketlerinde bile daha yeni yeni veri tabanı oluşturma çalışmaları yapılmaktadır. Veri tabanı oluşturma çalışmalarını, çok geç kalınmadan bütün sektörlerde de en kısa zamanda gerçekleştirmek gerekmektedir. Doğru kararlar verebilmek için bu çok önemli bir konudur.

Yine aynı nedenlerden dolayı, birim işletme maliyetine ilişkin risk oranı, az sayıda bilgi ve verilere dayanılarak yapılan araştırmalar ve incelemeler sonucunda 0.005 olarak kabul edilmektedir. Bu oran, sigorta poliçelerinde uygulanan orana yakın bir değerdedir. Bölüm 3'te bu konuyla ilgili olarak geniş bir açıklama verilmiştir. Bütün bunlar dikkate alınarak, daha sonra, Türkiye'deki dört santralden alınan çeşitli veriler değerlendirilerek ve bir kaç santralin sigorta poliçeleri incelenerek, konunun gerçek boyutları görülecektir. Bu değerlendirmeler de, risk oranını belirlemede etkili olmuştur.

Problemin klasik çözümü için birim işletme maliyetinin hesaplanmasında (6.29) eşitliği kullanılarak, $t_1=t_2=12$ yıl olan eşit iki periyoda ayrılan planlama döneminin 6. ve 18. yıllarına ait yani periyotların orta yıllarındaki I_{jv} değerleri hesaplanmaktadır. Daha sonra ise (6.30) eşiliğine göre amaç fonksiyonundaki I_{jtv} katsayıları bulunmaktadır. Dört değişik santral için de hesaplanan bu değerler Tablo 7.24'te gösterilmektedir.

Tablo 7.24 Klasik Çözüm İçin Riske bağlı I_{jtv} Birim İşletme Maliyetleri

j	I_{jv_1} (\$/MW.yıl)	I_{jv_2} (\$/MW.yıl)	$I_{jt_1v_1}$ (\$/MW)	$I_{jt_2v_2}$ (\$/MW)
1	101.19	71.94	1214.23	863.33
2	143.86	116.29	1726.27	1395.48
3	262.67	113.27	3152.03	1359.22
4	8.73	2.95	104.71	35.43

7.2.3 Problemin Çözümü

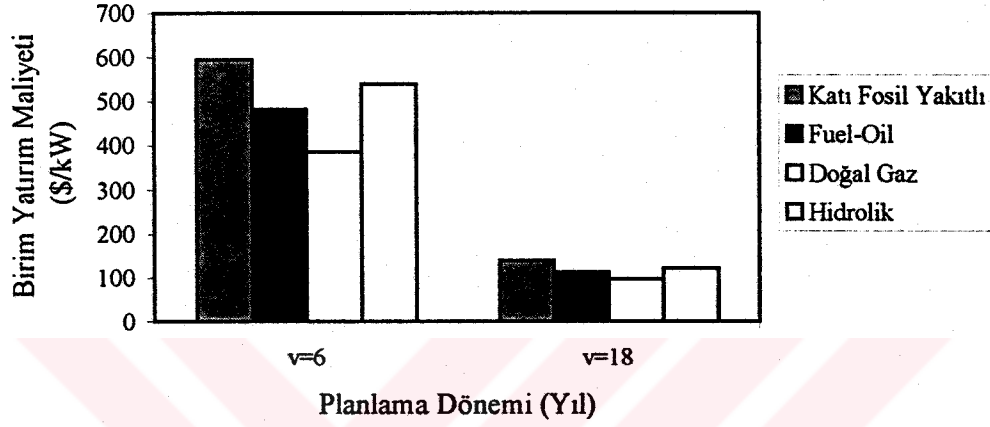
Riske bağlı birim yatırım ve işletme maliyetleri bulunduktan sonra diğer katsayılarda bir değişiklik yapılmadığı için modele veri olarak girecek tüm bilgiler böylece elde edilerek, planlama problemi yine, yalnızca genel bir MIP uygulaması olarak çözülmektedir. Planlama dönemi, 12'şer yıllık iki eşit periyoda ayrılarak periyotların orta yılları olan 6. ve 18. yıllara ait güç değerleri ile tepe gücünü güvenilir biçimde karşılayabilecek güç değerleri Tablo 7.21'deki gibi olup değişmemektedir.. Burada gerekli işlemler yapılarak bulunan sonuçların düzenlenmiş şekli Tablo 7.25'te gösterilmektedir.

Tablo 7.25 Riske Bağlı Statik Çözümde 24 Yıl İçin Kapasitenin Periyodlara Dağılımı

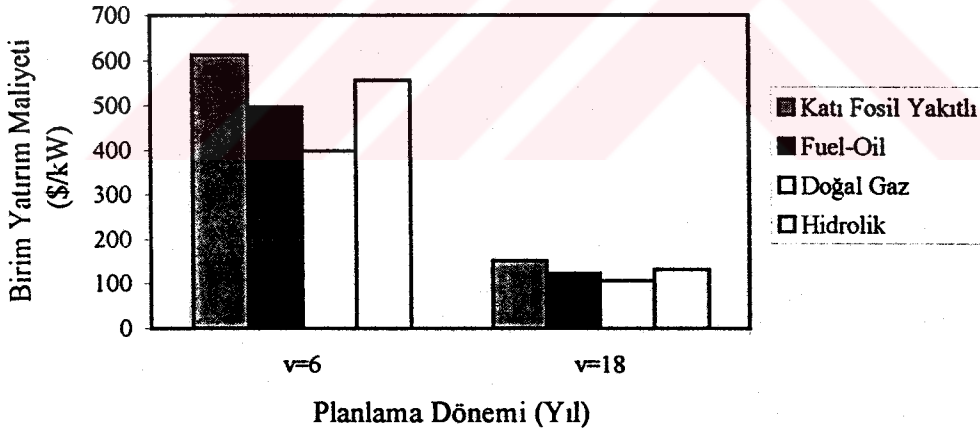
j	Kurulu Güç (MW)	v	t_1		t_2	
			Tepe Güç (MW)	Temel Güç (MW)	Tepe Güç (MW)	Temel Güç (MW)
1	9614	v_0	4000	3670	7150	3650
	9400	v_1	3200	3850	6120	3800
	0	v_2	0	0	0	0
2	1185	v_0	1092	572	692	645
	185	v_1	61	633	50	161
	3343	v_2	0	0	540	1740
3	3891	v_0	2660	0	1000	0
	8830	v_1	2576	1200	6230	5400
	1420	v_2	0	0	0	1265
4	7360	v_0	6454	5980	0	5070
	15000	v_1	7061	5579	14738	5594
	17000	v_2	1905	0	12560	5200

7.3 Sonuçların Karşılaştırılması

Burada, iki durum için de bulunan sonuçlar karşılaştırılmaktadır. Bunun için ilk önce Birim yatırım maliyetleri şekil üzerinde gösterilerek aradaki farklılıklar ortaya konmaktadır. Şekil 7.2 ve Şekil 7.3, sırasıyla hesaplara risk oranı katılmamış ve katılmış durumda, santrallerin birim yatırım maliyetlerinin grafiklerini göstermektedir.

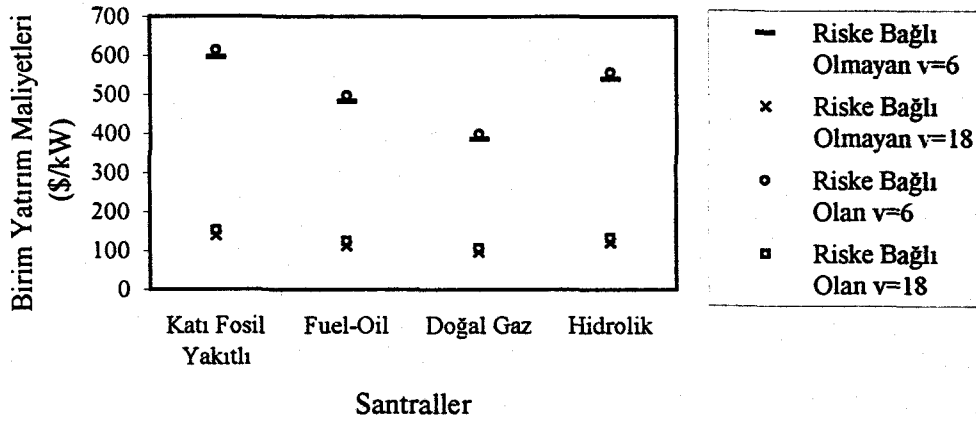


Şekil 7.2 Riskten Bağımsız Birim Yatırım Maliyetleri



Şeki 7.3 Riske Bağımlı Birim Yatırım Maliyetleri

Şekil 7.4'te, planlama döneminin 6. ve 18. yıllarına ait riske bağlı olan ve olmayan birim yatırım maliyetleri aynı eksen üzerinde gösterilmektedir. Buna göre, riskin hesaplara katılması, ele alınan santrallerin birim yatırım maliyetlerini kuruluş yıllarına bağlı olarak belli oranlarda artırdığı görülmekte ve bu değerler Tablo 7.26'da verilmektedir.



Şekil 7.4 Riske Bağlı Olan ve Olmayan Birim Yatırım Maliyetlerinin Karşılaştırılması

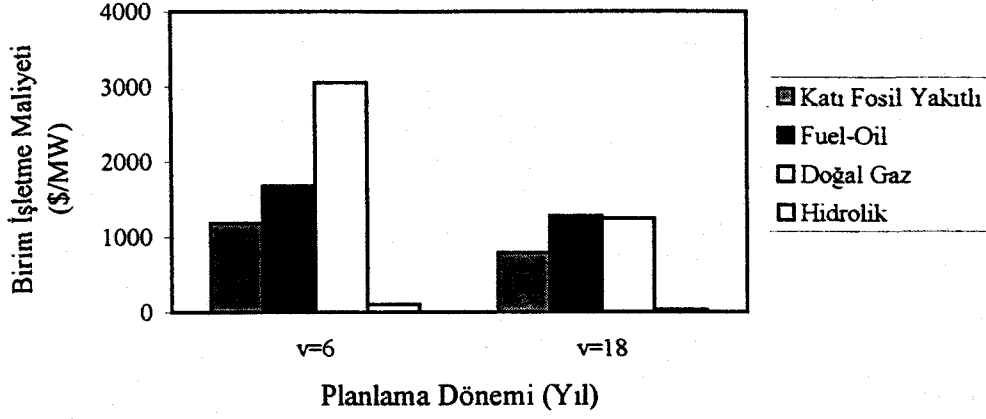
Tablo 7.26 Riske Bağlı Olan ve Olmayan Birim Yatırım Maliyetleri Arasındaki Oranlar

	v=6	v=18
Katı Fosil Yakıtlı	0,030537	0,094430
Fuel-Oil	0,030548	0,094463
Doğal Gaz	0,030519	0,094332
Hidrolik	0,030525	0,094434

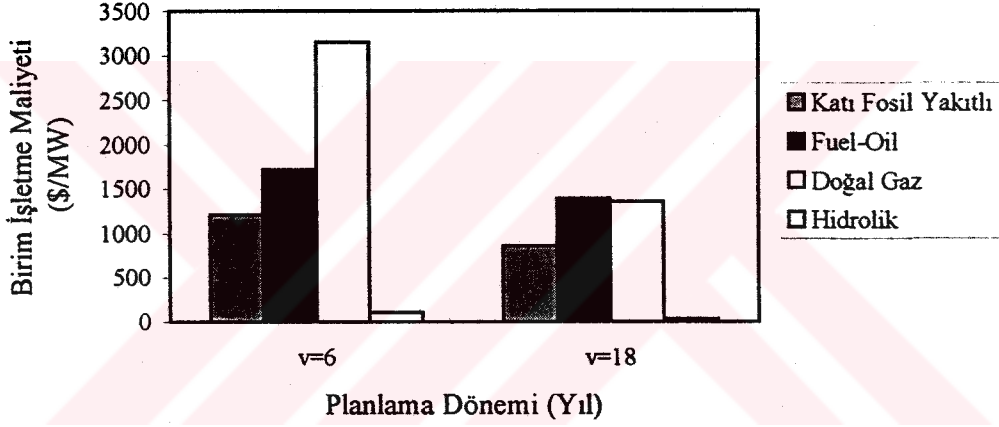
Burada görüldüğü gibi maliyetlere risk oranının katılması çok büyük bir maliyet artışı getirmemekle birlikte tesislere sağlayacağı kazançlar düşünülürse bu faktörün kullanılması gerektiği ortaya çıkar. Buradan elde edilen para ile bir risk fonu oluşturulabilir ve tesisin beklenmeyen bir durumla karşılaşp zarar görmesini görse bile bunu kendi imkanlarıyla karşılayabilir. Bilindiği gibi sigorta primleri çok yüksek boyutlardadır. Bazı durumlarda riski başka şirketlerle veya kurumlarla paylaşmak gerekir. Ama kimsenin üzerine almadığı riskler var, onlardan kaynaklanabilecek zararlar, maliyetlere risk faktörü getirilerek sabit ve düzenli bir fon geliriyle karşılanabilir. Sigorta primleri sabit değildir ve tesisin içinde bulunduğu durumlar prim ödemelerinde dikkate alınmaz. Fakat tesis içinde oluşturulan risk fonu öyle değildir, oldukça esnek bir duruma sahiptir.

Aynı durum, birim işletme maliyetleri için de geçerlidir. İki farklı çözümden elde edilen sonuçlar sırasıyla Şekil 7.5 ve Şekil 7.6'da gösterilmektedir. Planlama döneminin 6. ve 18. yıllarına ait riske bağlı olan ve olmayan birim işletme maliyetleri Şekil 7.7'de aynı eksen üzerinde gösterilmektedir. Buna göre, riskin hesaplara

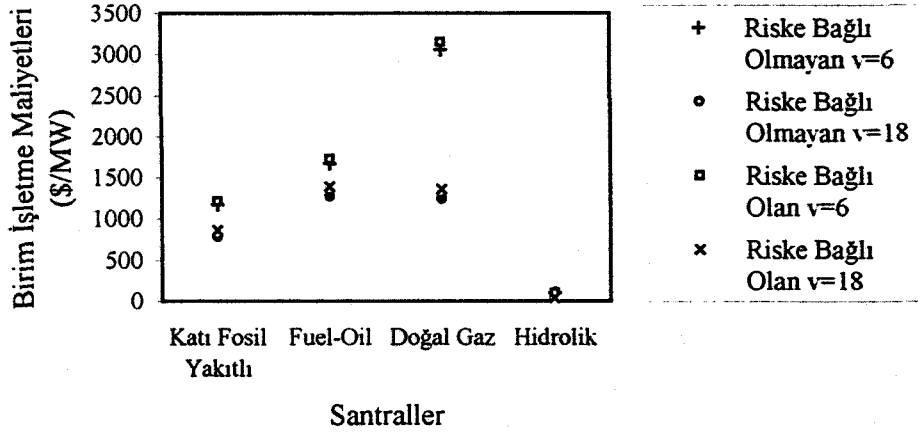
katılmasıyla, ele alınan santrallerin birim işletme maliyetleri kuruluş yıllarına bağlı olarak belli oranlarda artmaktadır. Bu oranlar Tablo 7.27’de gösterilmektedir.



Şekil 7.5 Riskten Bağımsız Birim İşletme Maliyetleri



Şekil 7.6 Riske Bağımlı Birim İşletme Maliyetleri

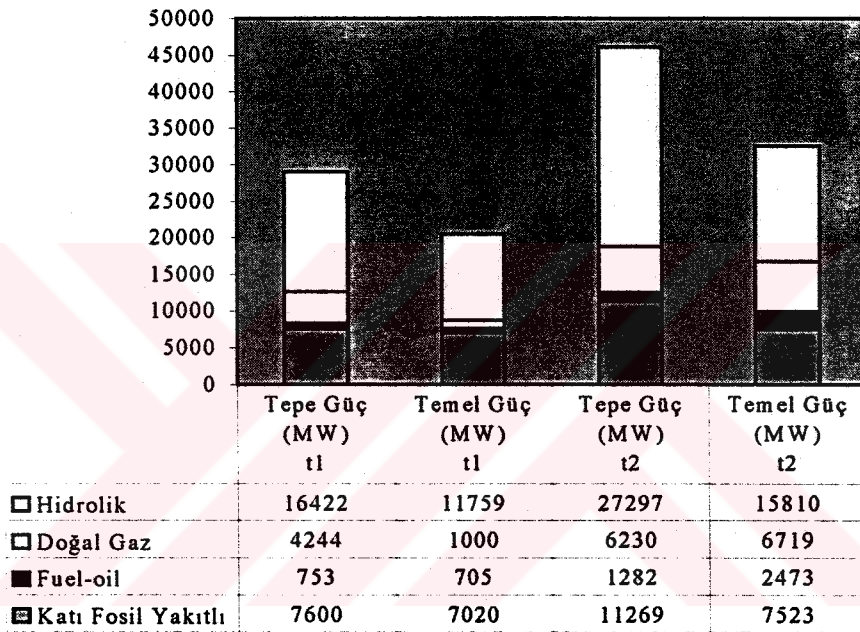


Şekil 7.7 Riske Bağı Olan ve Olmayan Birim İşletme Maliyetlerinin Karşılaştırılması

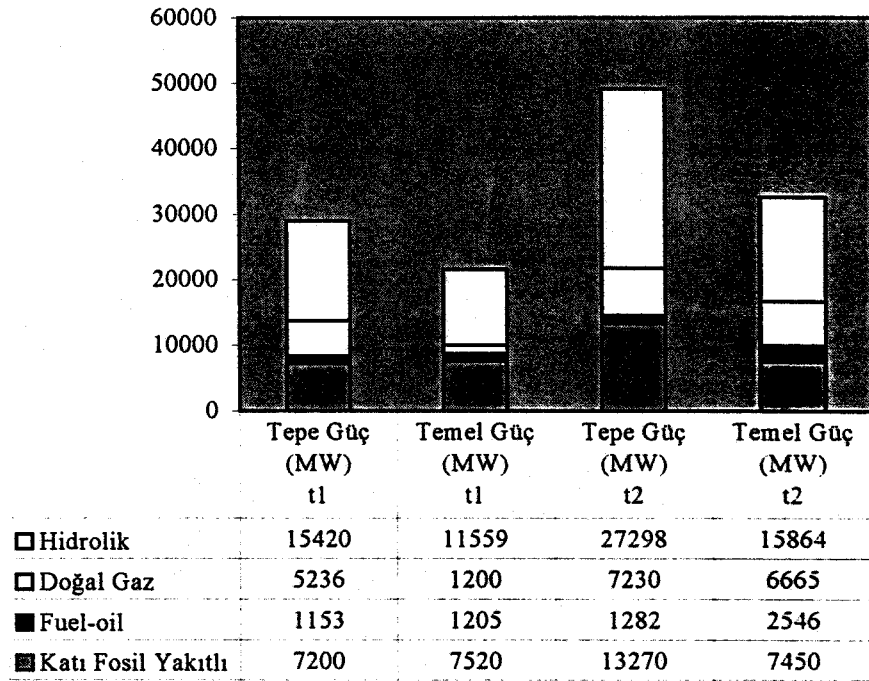
Tablo 7.27 Riske Bağlı Olan ve Olmayan Birim İşletme Maliyetleri Arasındaki Oranlar

	v=6	v=18
Katı Fosil Yakıtlı	0,030528	0,094416
Fuel-Oil	0,030529	0,094417
Doğal Gaz	0,030533	0,094424
Hidrolik	0,030509	0,094194

Yapılan iki farklı çözümde, 24 yıllık planlama döneminin 12'şer yıllık t1 ve t2 periyodları için tepe ve temel güçlerin santrallerden karşılanmasını ise Şekil 7.8 ve Şekil 7.9 göstermektedir.



Şekil 7.8 Riske Bağlı Olmayan Çözümde Planlama Döneminin t1 ve t2 Periyodları İçin Tepe ve Temel Güçlerin Santrallerden Karşılanması



Şekil 7.9 Riske Bağlı Çözümde Planlama Döneminin t1 ve t2 Periyodları İçin Tepe ve Temel Güçlerin Santrallerden Karşılanması

Santrallerin işletilmesi sırasında sistem içinden veya dışından kaynaklanan bir çok risk bulunmaktadır. Ülkedeki politik, ekonomik krizler, uluslararası riskler, yangın gibi birçok istenmeyen durumla karşı karşıya kalındığında bazı zararlar rahatlıkları karşılayabilecek, önleyici ve giderici çalışmalarda kullanılabilecek bir miktar paranın hazır bulunması gerekmektedir. Santrallerdeki tüm veriler düzenli olarak tutulması ve değerlendirilmesi daha doğru kararlar alınmasında büyük yarar sağlamaktadır. Burada görüldüğü gibi hidrolik santrallerin işletme maliyetleri yok denecek kadar azdır. Birim yatırım maliyetleri de değerlendirilirse özellikle elektrik enerjisi genişletme planlaması çalışmalarında, bu risk faktörünün katılması planlama dönemi boyunca önemli bir fon oluşturmak demektir. Maliyetler tüketiciye yansıtılmaktadır. Bu ek olarak verilen küçük miktarlar santraller için hayati değerler taşıyabilir. Özellikle bu konularda sigorta şirketlerinden de yararlanılması gerekir. Riskten kaçmak mümkün değildir, o zaman riske karşı alternatifler üretilmeli, çeşitli önlemler olarak riskle yaşamaya alışılmalıdır.

7.4 Hamitabat, Kemerköy, Soma, Yeniköy Enerji Santrallerinde Risk Analizi

Burada, Hamitabat, Kemerköy, Soma ve Yeniköy enerji santrallerinden elde edilen çeşitli veriler kullanılarak ve bazı santrallerin gerçek sigorta poliçeleri dikkate alınarak çeşitli tablolar oluşturulmakta ve bu santrallerin bugünkü veya planlama çalışmalarındaki yatırım ve işletme maliyetleri hesaplanırken kullanılabilecek risk oranı belirlenmektedir [126-129]. Bu risk oranı kullanılarak, santrallerin elektrik enerjisi üretim maliyetleri hesaplanmaktadır. Burada amaç, hesaplanan ve tablolar halinde verilen bu gerçek değerler göz önüne alınarak, elektrik enerjisi üretim sistemleri analizinde her açıdan risk faktörüne dikkat çekmektir.

HAMİTABAT ENERJİ SANTRALİ

Toplam Nominal Üretim Kapasitesi: 8x95 MW + 4x110 MW = 1200 MW

Tesisteki kayıp verilerinin tutulmasına 1990'dan sonra başlamıştır. 1992/93 yıllarında dört adet buhar türbini tamir edilmiştir ama kesin olarak harcanan tutar belli değildir. 1994'te buhar türbini binalarından birinin çatısı fırtınadan zarar görmüş ve bunun için yaklaşık 2.500.000 \$ harcanmıştır. Tesisin herhangi bir yerinde olabilecek arıza ve diğer durumlarda yapılacak gerekli müdahalelerin parasal tutarlarını kapsayan tahmini sigorta bedelleri Tablo 7.28'da verilmiştir.

Tablo 7.28. Tesis Bölümlerine Göre Tahmini Sigorta Bedelleri

Tesis	US\$
8 Adet 95 MW Değerinde Gaz Türbin Generatörü	235,000,000
4 Adet 110 MW Değerinde Buhar Türbin Generatörü	230,000,000
8 Adet Buhar Kazanı	245,000,000
2 Adet Soğutma Kulesi ve Su Çevrim Sistemleri	15,000,000
Ana ve Yardımcı Transformatörler, Şalt Sahası, Kablo Sistemleri, Ana Ofis ve Diğer Yaşam Blokları	45,000,000
Toplam	770,000,000

Tesisteki tahmini maksimum kayıp, yangın, patlama, makine kırılması, arıza ve bakımlardan dolayı meydana gelecek iş kaybı ve doğal afetler dikkate alınarak belirlenmiştir. Belirlenebilen değerler Tablo 7.29'de gösterilmiştir.

Tablo 7.29 Tesis için Tahmini Maksimum Kayıplar

Kayıp Potansiyeli	Tahmini Maksimum Kayıp (US\$)
Yangın ve Patlama	40,000,000
Makine Kırılması	25,000,000

Tablo 7.30, santrale ait birimlerin işletmeye giriş tarihlerini, o tarihlerden itibaren 08.09.1996 tarihine kadar çalışma saatlerini ve ürettikleri enerji miktarlarını göstermektedir.

Tablo 7.30 Santral Birimlerinin Kuruluştan İtibaren Çalışma Saatleri ve Ürettikleri Enerji Miktarları

Birimler	İşletmeye Giriş Tarihi	Kuruluştan 08.09.1996'ya Kadar Toplam Çalışma Saati	Kuruluştan 08.09.1996'ya Kadar Toplam Üretilen Enerji (MWh)
GT A1	14.12.1985	64580	5080899
GT A2	14.02.1986	65271	5083226
GT B1	14.04.1986	66821	5152583
GT B2	11.06.1986	65430	5056261
BT A3	14.05.1987	57994	4210570
BT B3	14.07.1987	62440	4359005
GT C1	21.12.1987	54166	4334191
GT C2	28.12.1987	56745	4484671
GT D1	30.04.1988	62002	4795862
GT D2	21.06.1988	61235	4883998
BT C3	22.04.1989	52988	3960884
BT D3	14.07.1989	57097	4382992

KEMERKÖY ENERJİ SANTRALİ

Toplam Nominal Üretim Kapasitesi: 3 x 210 MW = 630 MW

Kayıp verileri mevcut değildir. 1996 yılında Ankara Sigorta tarafından tesisin değeri 393 milyon \$ olarak belirlenmiştir. Daha sonra tesisin toplam sigorta bedeli çeşitli faktörler dikkate alınarak hesaplanmış ve Tablo 7.31'de gösterilmiştir

Tablo 7.31 Tesis Bölümlerine Göre Tahmini Sigorta Bedelleri

Tesis	US\$
3 Adet 210 MW Değerinde Turbo Alternatör	150,000,000
3 Adet Kazan	225,000,000
Ana ve Yardımcı Transformatörler, Şalt Sahası, Kablo Sistemleri, Ana Ofis ve Diğer Yaşam Blokları	200,000,000
Toplam	575,000,000

Tesisteki tahmini maksimum kayıp, yangın, patlama, makine kırılması, arıza ve bakımlardan dolayı meydana gelecek iş kaybı ve doğal afetler dikkate alınarak belirlenmiştir. Belirlenebilen değerler Tablo 7.32'de gösterilmiştir.

Tablo 7.32 Tesis için Tahmini Maksimum Kayıplar

Kayıp Potansiyeli	Tahmini Maksimum Kayıp (US\$)
Yangın ve Patlama	75,000,000
Makine Kırılması	50,000,000

SOMA ENERJİ SANTRALİ

Toplam Nominal Üretim Kapasitesi: (Soma A) 2 x 22 MW + (Soma B) 6 x 160 = 1004 MW

Kayıp verileri 1990'lara kadar mevcut değildir. Yalnızca geçmiş yıllarda bazı kayda değer kazaların olduğu bilinmektedir. 1991'de 98, 1993'te 68, 1994'te 61, 1995'te ise 54 adet kaza meydana gelmiştir. Bunlar, generatörlerde rotor sargılarının yanması, türbin arızası ve transformatörlerde yangın çıkması gibi olayları kapsamaktadır. Meydana gelen zararlar TEAŞ tarafından karşılanmıştır ve yapılan harcamaların tutarı bilinmemektedir. TEAŞ'tan alınan bilgilere göre santralin tahmini toplam bedeli 1 milyar \$ tutarındadır. tesisin toplam sigorta bedeli çeşitli faktörler dikkate alınarak hesaplanmış ve Tablo 7.33'da gösterilmiştir.

Tablo 7.33 Tesis Bölümlerine Göre Tahmini Sigorta Bedelleri

Tesis	US\$
2 Adet 22 MW Değerinde Turbo Alternatör, Kazanlar ve Tesisler (Soma A)	60,000,000
6 Adet 160 MW Değerinde Turbo Alternatör (Soma B)	270,000,000
6 Adet Kazan (Soma B)	420,000,000
Ana ve Yardımcı Transformatörler, Şalt Sahası, Kablo Sistemleri, Ana Ofis ve Diğer Yaşam Blokları (Soma B)	250,000,000
Toplam	1,000,000,000

Tesisteki tahmini maksimum kayıp, yangın, patlama, makine kırılması, arıza ve bakımlardan dolayı meydana gelecek iş kaybı ve doğal afetler dikkate alınarak belirlenmiştir. Belirlenebilen değerler Tablo 7.34'da gösterilmiştir.

Tablo 7.34 Tesis için Tahmini Maksimum Kayıplar

Kayıp Potansiyeli	Tahmini Maksimum Kayıp (US\$)
Yangın ve Patlama	70,000,000
Makine Kırılması	45,000,000

YENİKÖY ENERJİ SANTRALİ

Toplam Nominal Üretim Kapasitesi: 2 x 210 MW = 440 MW

Ayrıntılı bir kayıp verisi bulunmamaktadır. Yalnızca geçmiş yıllarda kazaların olduğu bilinmektedir. 1991'de 54, 1992'de 43, 1993'te 39, 1994'te 29, 1995'te ise 25 adet kaza meydana gelmiştir. Bunlar, generatörlerde rotor sargılarının yanması, türbin arızası ve transformatörlerde yangın çıkması gibi olayları kapsamaktadır. 1996 yılında Ankara Sigorta tarafından tesisin değeri 264 milyon \$ olarak belirlenmiştir. Daha sonra tesisin toplam sigorta bedeli çeşitli faktörler dikkate alınarak hesaplanmış ve Tablo 7.35'te gösterilmiştir.

Tablo 7.35 Tesis Bölümlerine Göre Tahmini Sigorta Bedelleri

Tesis	US\$
2 Adet 210 MW Değerinde Turbo Alternatör	100,000,000
2 Adet Kazan	150,000,000
Ana ve Yardımcı Transformatörler, Şalt Sahası, Kablo Sistemleri, Ana Ofis ve Diğer Yaşam Blokları	150,000,000
Toplam	400,000,000

Tesisteki tahmini maksimum kayıp, yangın, patlama, makine kırılması, arıza ve bakımlardan dolayı meydana gelecek iş kaybı ve doğal afetler dikkate alınarak belirlenmiştir. Belirlenebilen değerler Tablo 7.36'da gösterilmiştir.

Tablo 7.36 Tesis için Tahmini Maksimum Kayıplar

Kayıp Potansiyeli	Tahmini Maksimum Kayıp (US\$)
Yangın ve Patlama	75,000,000
Makine Kırılması	50,000,000

Ayrıca bu bilgilere ek olarak bazı santrallerin yangın, kaza ve mühendislik sigortalarını kapsayan poliçeleri de incelenmiştir. Gönen Barajı Hidroelektrik Santralinin yangın sigorta poliçesinde bina bedeli 2,112,000 \$ ve muhteviyat bedeli 5,538,000 \$, makine kırılması poliçesinde makinelerin bedeli 4,400,000 \$ ve elektronik cihaz poliçesindeki bedel 18,590 \$ olarak belirlenmiştir. Enerji iletim hattında oluşabilecek arıza, doğal afet, yangın gibi nedenlerden dolayı oluşabilecek kar kaybı için de 3,500,000 \$ üzerinden teminat istenmiştir. Buna göre toplam bedelin yaklaşık % 0.8-1.0 oranında bir sigorta ödemesi olacaktır. Başka bir hidroelektrik santrali için 45 milyon \$'lık inşaat ve montaj aşamasında sigorta ödemesi olarak toplam 185,000 \$ istenmiştir. Ayrıca bu miktar içinde gider vergisi

de kesilmektedir. Yine makine kırılması bedeli 5,735,000 \$ olan başka bir santral için yaklaşık 10,000 \$ sigorta primi ödenmektedir.

Buradan da anlaşılacağına göre santrallerin teminat bedellerinin yaklaşık %1'i kadar bir sigorta prim ödemeleri mevcuttur. Sigorta kapsamına girmeyen bir çok konu da dikkate alınırrsa riskin hesaplara katılmasındaki zorunluluk anlaşılacaktır. Sigorta şirketlerinden ve diğer kaynaklardan alınan veriler dikkate alınırssa, santrallerin yatırım ve işletim aşamalarında karşı karşıya kaldıkları riskler hakkında bir karara varılabilir. Bu çalışmada da bu nedenle, birim yatırım ve işletme maliyetlerine ilişkin risk oranları 0.005 olarak alınmış ve hesaplamalar ona göre yapılmıştır. Burada önemli olan, risk oranının hesaplara katılmasının ne kadar gerekli olduğunu anlatmak ve. daha sonra bu konularda yapılacak çalışmalara az da olsa bir ışık tutmaktır.

8. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Son yıllarda ortaya çıkan enerji krizi, sistemlerin daha verimli kullanılması, boşa giden enerjinin kazanılması ve yeni enerji kaynaklarının aranması yönünde yapılan çalışmaları yoğunlaştırmıştır. Elektrik enerjisinin genel enerji tüketimindeki payı her geçen gün artmaktadır. Elektrik enerjisi üretimindeki yetersizlik, yeni tesislerin kurulması ve mevcut tesislere yeni birimler eklenmesiyle karşılanmaya çalışılmaktadır. Bu kapsamda ele alınan elektrik enerjisi üretim sistemlerinin genişletilmesi çalışmaları, mevcut ve potansiyel enerji kaynaklar ile enerji talebi arasındaki ilişkiyi düzenlemektedir. Tüketicinin ekonomik, güvenilir ve nitelikli elektrik enerjisi talebini karşılayabilmek için elektrik enerjisi üretim sistemlerinin minimum maliyetle planlı bir şekilde genişletilmesi gerekmektedir. Bu durum, çok sayıda kriterle bağlı olan bir optimizasyon problemini ortaya çıkarmaktadır. Bu probleme uygun değişik optimizasyon tekniklerinin bulunması ve değişik modellemeler yapılması, farklı çözümleri de beraberinde getirmiştir. Bu konudaki çalışmalar, yeni tekniklerin geliştirilmesi ve bu çalışmada olduğu gibi mevcut tekniklere farklı yaklaşımlarla çözüm aranması şeklinde devam etmektedir.

Geliştirilen pek çok model, problemin çözümüne çeşitli katkılarda bulunmuştur. Artık yalnızca maliyet minimizasyonunu içeren modellerin yerini, son yıllarda başta güvenilirlik olmak üzere pek çok kriteri aynı anda sağlayan modeller almıştır. Risk analizi yeni bir konu olmamakla birlikte hiçbir çalışmada hesaplamalara açık olarak katılmamış ve bunun için ayrıntılı bir ifade kullanılmamıştır. Bu çalışmada, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin genişletilmesine ilişkin maliyet hesabına, bilinen bir çok faktörün yanında şimdiye kadar açıkça ele alınmayan, bir risk de katılmış ve üretim kapasitesinin planlanması çalışmalarında kullanılmıştır. Modellerin hiç biri bütün koşullarda istenilen özellikleri, belirli bir duyarlılıkta sağlayamamıştır. Özellikle modellere ait amaç fonksiyonunun katsayıları olan yatırım ve işletme maliyetlerini belirlemede yapılan bazı kabuller, modellerin duyarlılığını olumsuz yönde etkilemektedir. Değişen koşullar nedeniyle, problem dinamik bir yapıya sahiptir. Bu nedenle ekonomik ve teknik olanakların zaman ve yere göre farklılığı, yeni

modelleme çalışmalarının yapılmasını zorunlu hale getirmiştir. Ayrıca, kullanılan tüm optimizasyon tekniklerinin ve çözüm algoritmalarının her durumda geçerliliği ve istenilen bütün koşullara uyulanabilmesi mümkün değildir. Bu tür özelliklerinden dolayı problem, yeni gelişmelere açıktır.

Duyarlılık analizinin yapılabilmesi, modellemedeki esneklik ve doğruluk bakımından Karma Tamsayılı Programlama (MIP) modellerinin yüksek bir etkinlik sağlaması, bu çalışmada problemin bir MIP modeli temel alınarak kurulmasına neden olmuştur.

Bu çalışmada, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin optimal planlanmasının yapılacağı 1999-2023 yıllarını kapsayan 24 yıllık bir planlama dönemi seçilmiştir. Modelein girdileri olan mevcut sistemlere ait bilgiler ile yapılacak eklemelere ve kurulacak yeni tesislere ait bilgiler TEAŞ'ın faaliyet raporları ve istatistiksel nitelikteki çeşitli yayınlardan sağlanmıştır. Planlama dönemi boyunca talep edilmesi beklenen sistem yükünün tahmini için bir regresyon analizi yapılmıştır. Bu analiz sonuçlarına uygun olarak, kurulu güç kapasitesindeki artışın eğilimini veren fonksiyon bulunmuştur. Bu fonksiyon yardımıyla, belirlenen güvenilirlik sınırları içinde temel ve tepe güçler hesaplanmıştır. Ele alınan santral türleri için kullanılabilme katsayısının zamana göre değişimleri, planlamanın ilk yılı için bilinen değerlere bağlı olarak yeni bir denkleme göre hesaplanmıştır. Her tesisie ait geri ödeme paylarının hesaplanmasında, azalan kalanlar yöntemi ya da yıl sayıları toplamı yöntemi olarak bilinen bir amortisman yöntemi kullanılmıştır. MIP modellerinin temel yapısında bulunmayan, periyodlar arası para akışını gerçekleştiren hesaplamalar da yapılmıştır.

Değişen teknik ve ekonomik koşullara uyacak şekilde yeniden oluşturulan MIP modeline ait amaç fonksiyonunun katsayıları olan birim yatırım ve birim işletme maliyetleri iki şekilde hesaplanmıştır: Önce, risk faktörü dikkate alınmadan normal bir şekilde, daha sonra ise yeni bir yaklaşım olarak, elektrik enerjisi üretim sistemlerinin yatırım (kuruluş) ve işletme aşamalarında mevcut olan risk faktörü belirli bir oran olarak işlemlere katılarak hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar, genel olarak, katı fosil yakıtlı, fuel-oil, doğal gaz kombine çevrim ve hidrolik olmak üzere dört değişik tip santral için yapılmıştır. İki farklı şekilde hesaplanan bu sonuçlar, tablolar halinde verilmiş ve grafikler yardımıyla karşılaştırılmıştır. Bununla beraber,

modele ait amaç fonksiyonunun diğer katsayıları ve karar değişkenleri de hesaplanarak problem, genel bir MIP uygulaması olarak çözülmüş ve sonuçlar verilmiştir. Maliyetlere risk oranının katılmasının çok büyük bir maliyet artışı getirmemekle birlikte, tesislere sağlayacağı kazançlar düşünülürse, bu faktörün hesaplamalarda kullanılması gerektiği ortaya çıkmıştır.

Amaç fonksiyonunun katsayıları olan birim kuruluş ve işletme maliyetlerinin hesaplanmasında, çalışmanın yapıldığı ülkedeki çeşitli koşullara göre riskin dışında daha değişik faktörlere dayalı hesaplamalar da yapılabilir. Bu tür çalışmalarda istatistiksel verilerin önemi çok büyüktür. Ülke şartlarına bağlı olarak yeni sınırlama eşitlik ve eşitsizlikleri modele katılabilir, istenirse bazıları da modelden çıkarılabilir. Amaç fonksiyonu gerçeğe ne kadar uygun olursa elde edilecek sonuçlar da o kadar doğru ve yararlı olur.

Burada ayrıca, Hamitabat, Kemerköy, Soma ve Yeniköy enerji santrallerinden elde edilen çeşitli veriler kullanılarak ve bazı santrallerin gerçek sigorta poliçeleri dikkate alınarak çeşitli tablolar oluşturulmuş ve bu santrallerin bugünkü veya planlama çalışmalarındaki yatırım ve işletme maliyetleri hesaplanırken kullanılabilecek risk oranı hakkında fikir verilmiştir. Risk oranı, bu tür analiz ve veriler yardımıyla genel anlamda belirlenerek hesaplara katılmıştır ve elektrik enerjisi üretim sistemleri analizinde, her açıdan bu faktöre dikkat çekilmiştir. Önemli olan, risk oranının hesaplara katılmasının gerekliliğini anlatmak ve daha sonra bu konularda yapılacak çalışmalara ışık tutmaktır.

Hesaplamalarda, TEAŞ ve çeşitli sigorta şirketlerinden alınan veriler kullanılmış ve özellikle risk oranının belirlenmesinde, gerektiğinde deneyim sahibi kişilerin görüşleri dikkate alınmıştır.

İncelemeler sonucunda, bundan sonra yapılacak elektrik enerjisi üretim sistemlerinin genişletme çalışmalarında riskin, çevre sorunları gibi göz önüne alınmasının gerekli olduğu ortaya çıkmıştır. Riskin hesaba katılmasıyla elde edilecek ek gelir, işletmelerde çok değişik amaçlarda kullanılabilir. Örneğin, bu gelirle bir risk fonu oluşturulabilir ve meydana gelebilecek istenmeyen olayların neden olacağı zararlar bu fondan karşılanabilir. Ayrıca, sigorta maliyetleri çok yüksek olduğu için sigorta yapılması düşünülmeyen veya sigorta kapsamına girmeyen çeşitli durumlar için de

bir güven kaynağı oluşturulabilir. Başka bir deyişle, işletmelerin kendi üzerlerine almak zorunda oldukları risklerin finansmanı bu yolla sağlanabilir. Düzenli olarak ödenmesi gereken sigorta primleri işletmeleri zor duruma düşürebilir. Fakat kendi içinde oluşturacağı bir fonla ödeme esnekliği getirilebilir ve güvenli bir çalışma ortamı oluşturulabilir.



KAYNAKLAR

- [1] **Massé, P. and Gibrat, R.**, 1964. Application of Linear Programming to Investments in the Electric Power Industry, Marginal Cost Pricing in Practice, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J.
- [2] **Bessiere, F. and Massé, P.**, 1964. Long Term Programming of Electrical Investments, Marginal Cost Pricing in Practice, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J.
- [3] **Anderson, D.**, 1972. Models for Determining Least-Cost Investments in Electricity Supply, *Bell Journal of Economics and Management Science*, 3, 267-285.
- [4] **Beglari, F. and Laughton, M.A.**, 1975. The Combined Cost Method for Optimal Optimal Economic Planning of an Electrical Power System, *IEEE Transactions of Power Apparatus and Systems*, 94-96, 1935-1942.
- [5] **Hoffman, K.C. and Wood, D.O.**, 1976. Energy System Modeling and Forecasting, *Annual Review of Energy*, 1, 423-453.
- [6] **Baughman, M.L. and Vanston, L.K.**, 1979. Electric Power System Planning: The Value of Energy System Models, *IEEE PES Winter Meeting*, N.Y., February 19-23.
- [7] **Venikov, V., Zhuravlev, Z. and Flippova, T.**, 1984. Optimal Operation of Power Plants and Electric Systems, Mir Publishers, Moscow.
- [8] **Bessiere, F.**, 1970. The 'Investment 85' Model of Electricity in France, *Management Science*, 7-14, 192-211.
- [9] **Jenkin, F.P.**, 1978. Power System Planning in England and Wales, *IEEE PES Winter Meeting*, N.Y., Jan. 29-Feb. 3.
- [10] **Paramantier, J.**, 1979. Optimal Heat and Power System Planning, *Spring TMS/ORSA Joint National Meeting*, New Orleans, April 13-16.
- [11] **Booth, R.R.**, 1971. Power System Simulation Model Based on Probability Analysis, *IEEE Transactions of Power Apparatus and Systems*, PAS 91, 62-69.
- [12] **Sasson, A. and Merril, H.D.**, 1974. Some Applications of Optimization Techniques to Power Systems Problems, *Proceedings of the IEEE*, 62, 959-972.

- [13] **Knight, U.G., Booth, R.R. and Mallard, S.A.**, 1974. Computers in Power System Planning, *Proceedings of the IEEE*, 62-7, 872-883.
- [14] **Evans, R.A.**, 1973. A Quadratic Programming Algorithm for Optimal Generation Planning, *IEEE PES Winter Meeting*, N.Y., C 73, 112-120.
- [15] **Stouhton, N.M., Chen, R.C. and Lee, S.T.**, 1980. Direct Construction of Optimal Generation Mix, *IEEE Transactions of Power Apparatus and Systems*, PAS 99-2, 753-759.
- [16] **Obrad, M.M.**, 1986. Mathematical Dynamic Model for Long-Term Distribution System Planning, *IEEE Transactions of Power Systems*, PS 1-1, 34-40.
- [17] **Kwak, N.K.**, 1973. Mathematical Programming with Business Applications, McGraw-Hill International Book Company, Inc., N.Y.
- [18] **Kurban, M.**, 1994. Üretim Sistemlerinin Maliyet Analizi, *Yüksek Lisans Tezi*, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [19] **Tarkan, O.**, 1981. Power System Planning, Middle East Technical University, Ankara.
- [20] **Aydıncioğlu, A.**, 1976. Yönetim Ekonomisi, İ.T.Ü. Temel Bilimler Fakültesi, İstanbul.
- [21] **Daus, P.H. and Whyborn, W.M.**, 1965. Introduction to Mathematical Analysis with Application to Problems Economics, Edison-Westey Publish Company, Inc., Massachusetts.
- [22] **Eidmann, F.L.**, 1961. Economic Control of Engineering and Manufacturing, McGraw-Hill International Book Company, Inc., N.Y.
- [23] **Riggs, J.L.**, 1968. Economic Decision Models for Engineering and Managers, McGraw-Hill International Book Company, Inc., N.Y.
- [24] **Taylor, G.A.**, 1964. Managerial and Engineering Economy, D. Van Norstrand Company, Inc., N.Y.
- [25] **Thuesen, H.G. and Fabrycky, W.J.**, 1964. Engineering Economy, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J.
- [26] **Bullinger, C.E.**, 1958. Engineering Economy, McGraw-Hill International Book Company, Inc., N.Y.
- [27] **Degarma, E.P.**, 1967. Engineering Economy, The Mac Millan Company, N.Y.

- [28] **Classens, S.**, 1993. Risk Management in Developing Countries, *World Bank Technical Paper*, 235, N.Y.
- [29] **Ansell, J. and Wharton, F.**, 1992. Risk: Analysis, Assessment and Management, John Willey & Sons Ltd., Chichester.
- [30] **Berk, N.**, 1992. Sigortacılıkta Risk Yönetimi, Emek Sigorta Yayını, İstanbul.
- [31] **Kumamoto, H. and Henley, E.J.**, 1996. Probabilistic Risk Assessment and Management for Engineers and Scientists, IEEE Press, N.Y.
- [32] **Sarıaslan, H.**, 1990. Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi, Turhan Kitabevi Yayınları, Ankara.
- [33] **Lindley, D.V.**, 1988. Making Decissions, John Willey & Sons Ltd., Chichester.
- [34] **Tevfik, A.T.**, 1997. Risk Analizine Giriş, Alfa Basım Yayım Dağıtım, İstanbul.
- [35] **Berk, N.**, 1995. Finansal Yönetim, Türkmen Kitabevi Yayınları, İstanbul.
- [36] **Hertz, D.B. and Thomas, H.**, 1984. Risk Analysis and Its Applications, John Willey & Sons Ltd., Chichester.
- [37] **Bolak, M.**, 1990. Finansman, İ.T.Ü. İşletme Fakültesi Matbaası, İstanbul.
- [38] **Maness, T.S. and Henderson J.W.**, 1992. Financial Analysis and Forecasting A Software System, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J.
- [39] **Erol, C.**, 1999. İşletmelerde Finansal Yönetim, İmge Kitabevi Yayınları, Ankara.
- [40] **Türko, R.M.**, 1999. Finansal Yönetim, Alfa Basım Yayım Dağıtım, İstanbul.
- [41] **Lobley, D.**, 1995. Ekonomi, Milli Eğitim Bakanlığı Yayınları, Ankara.
- [42] **Soule, G. and Antell, G.**, 1992. Herkes İçin Ekonomi, Nejat Muallimoğlu Yayını, İstanbul.
- [43] **Yozgat, O. ve Yarız, E.**, 1994. Finans Matematiği, M.Ü. Nihad Sayar Eğitim Vakfı Yayını, İstanbul.
- [44] **Neftci, S.N.**, 1996. An Introduction to the Mathematics of Financial Derivatives, Academic Press, San Diego.
- [45] **Halaç, O.**, 1982. İşletmelerde Simülasyon Teknikleri, İ.Ü. İşletme Fakültesi Yayınları, İstanbul.

- [46] **Winston, W.L.**, 1995. *Simulation Modelling Using Risk*, Watsworth Publishing Co., N.Y.
- [47] **Chiang, A.C.**, 1990. *Matematiksel İktisadın Temel Yöntemleri*, Verso Yayıncılık, Ankara.
- [48] **Cooper, D.F. and Chapman C.B.**, 1987. *Risk Analysis for Large Projects*, John Willey & Sons Ltd., Chichester.
- [49] **McCormick, N.J.**, 1981. *Reliability and Risk Analysis*, Academic Press, Inc., Boston.
- [50] **Modarres, M.**, 1999. *Reliability Engineering and Risk Analysis: A Practical Guide*, Marcel Dekker, Inc., N.Y.
- [51] **Considine, T.J.**, 2000. Cost structures for Fossil Fuel-Fired Electric Power Generation, *Energy Journal*, **21** (2), 83-104.
- [52] **Niva, K.**, 1989. *Knowledge-Based Risk Management in Engineering: A Case Study in Human-Computer Cooperative Systems*, John Willey & Sons Ltd., N.Y.
- [53] **Hoster, F.**, 1999. Effects of a European Electricity Market on the German Electricity Industry: Results from a Simulation Model of the European Power Systems, *Applied Economics*, **31** (1), 107-122.
- [54] **Balcombe, K.G. and Smith, L.E.D.**, 1999. Refining the Use of Monte Carlo Techniques for Risk Analysis in Project Planning, *Journal of Development Studies*, **36** (2), 113-135.
- [55] **Dowd, K.**, 1999. A Value at Risk Approach to Risk-Return Analysis, *Journal of Portfolio Management*, **25** (4), 60-67.
- [56] **Kurban, M.**, 1999. The Maintenance Schedule Optimization in an Interconnected Power System Using the Levelized Risk, *IEEE Budapest Power Tech'99 Conference*, Budapest, Hungary, Aug 29 - Sept 2.
- [57] **Kurban, M. and Tarkan, N.**, 1999. The Levelized Reserve Capacity Method for the Maintenance Scheduling of the Generating Units, *IEEE Budapest Power Tech'99 Conference*, Budapest, Hungary, Aug 29 - Sept 2.
- [58] **Canzano, A.**, 1999. Managing Financial Risk: A Risk Analysis Framework for International Capital Flows, *Journal of Public and International Affairs*, **10** (0), 118-141.
- [59] **Zhao, J.**, 2000. An Optimal Quality Cost Model, *Applied Economics*, **7** (3), 185-188.

- [60] Kirsh, F.W. and Medina, M.A., 1998. Cost of Industrial Energy-Efficiency Measures: Its Effect Upon Their Implementation, *Journal of Development Studies*, 24 (1), 83-108.
- [61] Buss, T.F. and Yancer, L.C., 1999. Cost-Benefit Analysis: A Normative Perspective, *Economic Development Quarterly*, 13 (1), 29-37.
- [62] Kolbe, A.L. and Borucki, L.S., 1998. The Impact of Stranded-Cost Risk on Required Rates of Return for Electric Utilities: Theory and Example, *Journal of Regulatory Economics*, 13 (3), 255-275.
- [63] Kurban, M., Batman, M.A. and Tarkan, N., 2000. The Maintenance Schedule Optimization Interconnected Power Systems, *2000 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE'00)*, Halifax, Nova Scotia, Canada, July 23-26.
- [64] Kurban, M., 2000. Evaluating the Outage Costs of Generating Systems, *2000 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE'00)*, Halifax, Nova Scotia, Canada, July 23-26.
- [65] Keppo, J. and Rasanen, M., 1999. Pricing of Electricity Tariffs in Competitive Markets, *Energy Economics*, 21 (3), 213-223.
- [66] Volkonski, V.A. and Kuzovkin, A.I., 1987. Marginal Cost and Optimal Electricity Tariffs, *Matekon*, 24 (1), 43-69.
- [67] Billinton, R. and Ghajar, R., 1994. Evaluating of the Marginal Outage Costs of Generating Systems for the Purposes of Spot Pricing, *IEEE Transactions of Power Systems*, vol. 9, no. 1, 68-75.
- [68] Siddiqi, N.S. and Baughman, M.L., 1994. Optimal Pricing of Non-Utility Generated Electric Power, *IEEE Transactions of Power Systems*, vol. 9, no. 1, 397-403.
- [69] Siddiqi, N.S. and Baughman, M.L., 1993. Reliability Differentiated Real-Time Pricing of Electricity, *IEEE Transactions of Power Systems*, vol. 8, no. 2, 548-554.
- [70] Ringlee, R.J. and Albrecht, P., 1994. Bulk Power System Reliability Criteria and Indices Trends and Future Needs, *IEEE Transactions of Power Systems*, vol. 9, no. 1, 181-190.
- [71] Goel, L. and Billinton, R., 1993. Utilization of Interrupted Energy Assessment Rates to Evaluate Reliability Worth in Electric Power Systems, *IEEE Transactions of Power Systems*, vol. 8, no. 3, 929-936.
- [72] Kurban, M. and Tarkan, N., 1999. Power System Restoration Planning and Computer Based Training, *1999 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE'99)*, Halifax, Nova Scotia, Canada, June 20-22.

- [73] Kurban, M. and Tarkan, N., 1999. Expert Systems for Bulk Power System Restoration Planning and Training, *2nd International Symposium on Mathematical and Computational Applications*, Baku, Azerbaijan, Sept. 1-3.
- [74] Crousillat, E.O., Dörfner, P. and Alvarado, P., 1993. Conflicting Objectives and Risk in Power System Planning, *IEEE Transactions of Power Systems*, vol. 8, no. 3, 887-893.
- [75] Zhai, D., Breipohl, A.M. and Lee, F.N., 1994. The Effect of Load Uncertainty on Unit Commitment Risk, *IEEE Transactions of Power Systems*, vol. 9, no. 1, 510-517.
- [76] Lee, F.N. and Chen, Q., 1991. Unit Commitment Risk with Sequential Rescheduling, *IEEE Transactions of Power Systems*, vol. 6, no. 3, 1017-1023.
- [77] Breipohl, A.M., Lee, F.N. and Zhai, D, 1992. A Gauss-Markow load Model for Application in Risk Evaluation and production Simulation, *IEEE Transactions of Power Systems*, vol. 7, no. 4, 1493-1499.
- [78] Andsten, R.S. and Vaurio, J.K., 1992. Sensitivity, Uncertainty, and Importance Analysis of a Risk Assessment, *Nuclear Technology*, vol. 98, 160-170.
- [79] Dubord, R.M., Golay, M.W. and Rasmussen, N.C., 1996. A probabilistic Risk Assessment-Related Methodology to Support performance-Based Regulation within the Nuclear power Industry, *Nuclear Technology*, vol. 114, 169-178.
- [80] Savage, S.L., 1993. Fundamental Analytic Spreadsheet Tools for Quantitative Management, McGraw-Hill International Book Company, Inc., N.Y.
- [81] Tarkan, N. ve Öztürk, S., 1987. Tüketim Dengesine Dayalı Enerji Sistemi Planlamasında Yük Tahmini, *Elektrik Mühendisliği 2. Ulusal Kongresi*, ODTU, Ankara, 23-25 Eylül.
- [82] Tarkan, N. ve Şenol, M.A., 1985. Elektrik Enerjisi Talebinin Tahmini, , *Elektrik Mühendisliği 1. Ulusal Kongresi*, Adana.
- [83] Sullivan, R.L., 1977. Power System Planning, McGraw-Hill International Book Company, Inc., N.Y.
- [84] Grainger, J.J. and Stevenson W.D., 1994. Power System Analysis, McGraw-Hill International Book Company, Inc., Singapore.
- [85] Weedy, B.M., 1987. Electric Power Systems, John Willey & Sons Ltd., Chichester.

- [86] **Wang, X. and McDonald, J.R.**, 1994. Modern Power System Planning, McGraw-Hill International Book Company, Inc., London.
- [87] **Bergen, A.R.**, 1986. Power Systems Analysis, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J.
- [88] **Willis, H.L.**, 1996. Spatial Electric Load Forecasting, Marcel Dekker, Inc., N.Y.
- [89] **Larsan, H.J.**, 1974. Introduction to Probability Theory and Statistical Inference, John Willey & Sons Ltd., Chichester.
- [90] **Mayer, P.L.**, 1972. Introductory Probability and Statistical Application, Addison-Wesley Publishing Company, N.Y.
- [91] **Gürtan, K.**, 1982. İstatistik ve Araştırma Metodları, İ.Ü. İşletme Fakültesi, İstanbul.
- [92] **Sohtaoğlu, N.H.**, 1988. Elektrik Enerji İletim Sistemlerinin Planlanması, *Yüksek Lisans Tezi*, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [93] **Lee, C.**, 1973. Models in Planning, Pergamon Press Ltd., Oxford.
- [94] **Andrews, C.J.**, 1995. Regulating Regional Power Systems, IEEE Press, Inc., N.Y.
- [95] **Vardi, J. and Avi-Itzhak, B.**, 1981. Electric Energy Generation, The MIT Press, Massachusetts.
- [96] **Wood, A.J. and Wollenberg, B.F.**, 1984. Power Generation, Operation, and Control, John Willey & Sons Ltd., N.Y.
- [97] **El-Hawary, M.E. and Christensen, G.S.**, 1979. Optimal Economic Operation of Electric Power Systems, Academic Press, Inc., N.Y.
- [98] **Arrillaga, J., Arnold, C.P. and Harker, B.J.**, 1991. Computer Modelling of Electrical Power Systems, John Willey & Sons Ltd., Chichester.
- [99] **Kusic, G.L.**, 1986. Computer-Aided Power Systems Analysis, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J.
- [100] **White, J.A., Agee M.H. and Case K.E.**, 1989. Principles of Engineering Economic Analysis, John Willey & Sons Ltd., N.Y.
- [101] **Gerrard, G.T.**, 1992. Offshore Electrical Engineering, Butterworth-Heinemann Ltd., Oxford.
- [102] **Lakervi, E. and Holmes E.J.**, 1995. Electricity Distribution Network Design, Peter Peregrinus Ltd., London.

- [103] **Anders, G.J.**, 1990. Probability Concepts in Electric Power Systems, John Willey & Sons Ltd., N.Y.
- [104] **Cuthbert, T.R.**, 1987. Optimization Using Personal Computers, John Willey & Sons Ltd., N.Y.
- [105] **Shoup, T.E. and Mistree, F.**, 1989. Optimization Methods with Applications for Personal Computers, John Willey & Sons Ltd., N.Y.
- [106] **Stoll, H.G.**, 1989. Least-Cost Electric Utility Planning, John Willey & Sons Ltd., N.Y.
- [107] **Arrillaga, J. and Arnold, C.P.**, 1990. Computer Analysis of Power Systems, John Willey & Sons Ltd., Chichester.
- [108] **Debs, A.S.**, 1988. Modern Power Systems Control and Operation, Kluwer Academic Publishers, Boston.
- [109] **Billinton, R.**, 1970. Power System Reliability Evaluation, Gordon and Breach, Science Publishers, Inc., N.Y.
- [110] **Hanjalic, K. and Kim, J.H.**, 1995. Expert Systems and Computer Simulation in Energy Engineering, Begell House, Inc., N.Y.
- [111] **Almeida, A.T., Rosenfeld, A.H. and Norgard, J.**, 1993. Integrated Electricity Resource Planning, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht.
- [112] **Handschin, E. and Petroianu A.**, 1991. Energy Management System, Springer Verlag, Berlin.
- [113] **Sohtaoğlu, N.H.**, 1994. Elektrik Enerji İletim Şebekelerinin Optimal Genişletme Planlaması, *Doktora Tezi*, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [114] **Kurban, M. ve Tarkan, N.**, 1995. Elektrik Enerjisi Üretimine Bağlı Maliyet Analizi, *Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi*, Bursa.
- [115] **Kurban, M. ve Tarkan, N.**, 1997. Elektrik Enerjisi Üretimine Bağlı Maliyet Analizi, *Enerji Dergisi*, İstanbul, Şubat.
- [116] **Kurban, M., Kütük, S. ve Tarkan, N.**, 1997. Enerji İletim Sistemlerinin Maliyetinin En Aza İndirilmesi, *Elektrik Elektronik Bilgisayar Mühendisliği 7. Ulusal Kongresi*, Ankara.
- [117] **Kurban, M.**, 1997. Hidrotermal Sistemlerin Optimal İşletilmesi, 4. *Elektromekanik Sempozyumu*, Bursa.
- [118] **Kurban, M., Kütük, S. ve Tarkan, N.**, 1998. Enerji İletim Sistemlerinin Maliyetinin En Aza İndirilmesi, *Enerji Dergisi*, İstanbul, Şubat.

- [119] **Kurban, M.**, 1999. Hidrotermik Santrallerin Optimal Isletilmesi Problemi, 2nd *International Symposium on Mathematical and Computational Applications*, Baku, Azerbaijan, Sept. 1-3.
- [120] **Kurban, M.**, 2000. Optimal Power System Planning and Operation Analysis Using Linear Programming, 2000 *Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE'00)*, Halifax, Nova Scotia, Canada, July 23-26.
- [121] **Öztürk, S. and Tarkan, N.**, 1993. A New Modelling and Solution for Optimal Planning in Electric Power Systems, *Y.T.Ü. Dergisi*, 1993/3, İstanbul.
- [122] **PKD 298/A**, 1998. *Türkiye Elektrik İstatistikleri Özeti*, TEAŞ Genel Müdürlüğü, No: 14/2-237, Ankara.
- [123] **TEAŞ**, 1997. *Türkiye'nin Termik ve Hidrolik Santralleri (1997 Sonu)*, <http://www.teas.gov.tr>.
- [124] **PKD 277**, 1984. *Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmin Çalışmaları*, TEAŞ Genel Müdürlüğü, No: 14/2-237, Ankara.
- [125] **Aslanbaş, H.**, 2000. Kişisel Görüşme, *Başak Sigorta Risk Mühendisliği Bölümü*, İstanbul.
- [126] **Harrison, A.H.M.**, 1996. Hamitabat Power Station, Risk Assessment Survey, Interims Limited, London.
- [127] **Faultless, C.G.**, 1996. Yeniköy Power Station, Risk Assessment Survey, Interims Limited, London.
- [128] **Faultless, C.G.**, 1996. Kemerköy Power Station, Risk Assessment Survey, Interims Limited, London.
- [129] **Faultless, C.G.**, 1996. Soma Thermal Power Station, Risk Assessment Survey, Interims Limited, London.

ÖZGEÇMİŞ

Mehmet KURBAN, 28.11.1969 tarihinde Erzurum'da doğmuştur. İlk öğrenimini Erzurum'da, orta öğrenimini Bilecik'te, lise öğrenimini İzmit Özel Seymen Lisesi'nde tamamlamıştır. 1991 yılında, İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü'nden mezun olmuş ve İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Mühendisliği Programı'nda Yüksek Lisans öğrenimine başlamıştır. Bu öğrenimini 1994 yılında tamamlamış ve yine İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Mühendisliği Programı'nda Doktora öğrenimine başlamıştır. 1993-1994 yılları arasında Bilecik'te, Arslan Alüminyum Sanayi ve Ticaret Limited Şirketi'nde Elektrik Bakım ve Onarım Şefi olarak çalışmış, daha sonra 1995 yılında, İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı'na Araştırma Görevlisi olarak atanmıştır. 2000 yılında evlenmiştir.