YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

128743

KOJENERASYONDAKİ TEKNOLOJİK GELİŞMELER ve BUNLARIN ENDÜSTRİDE UYGULANMASI

Mak. Müh. A.Çağatay BERKYÜREK

FBE Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Isı Proses Programında
Hazırlanan

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı : Prof.Dr.Hasan Heperkan

Doç.Dr. Uğur KESGİN

Doç. Dr. Olcay Kıncay

Prof. Dr. Hasan Heperkan

İSTANBUL, 2002

128743

T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON

İÇİNDEKİLER

KISALTMA LİSTESİ..... i

ŞEKİL LİSTESİ..... ii

ÇİZELGE LİSTESİ..... iv

ÖNSÖZ..... v

ÖZET..... vi

ABSTRACT..... vii

1. KOJENERASYON KAVRAMI..... 1

1. Giriş..... 1
1.2 2
1.3 Kişisel Elektrik Üretiminden Kojenerasyona..... 3
1.4 Kojenerasyon İçin Teknik Seçenekler..... 4
1.4.1 Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemleri..... 5
1.4.2 Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemleri..... 6
1.4.3 Gaz Motorlu Kojenerasyon Sistemleri..... 7
1.5 Kojenerasyon Sistemlerinin Sınıflandırılması..... 8

2. KOJENERASYONDA TEKNİK GELİŞMELER..... 9

2.1 Pistonlu Motorlar..... 9
2.2 Gaz Türbinleri..... 12
2.3 Buhar Türbinleri..... 15
2.4 Trijenerasyon ve Buhar Absorpsiyonlu Soğutma..... 17
2.4.1 Absorbsiyonlu Soğutucuların Genel Çalışma Prensibi..... 20
2.5 Bölgesel Isıtma/Soğutma Şebekesi..... 21
2.6 Paket Tip Kojenerasyonun Evrimi..... 22
2.7 Atık Gaz Isı Geri Kazanımındaki Yenilikler..... 24
2.8 Kojenerasyon Teknolojileri Üzerine Araştırma ve Geliştirmeler..... 25
2.9 Kojenerasyon ve Çevre..... 26
2.9.1 Gaz Motoru..... 27
2.9.2. Gaz Türbini..... 28
2.9.3 Buhar Türbini..... 28

3. ABSORPSİYONLU SOĞUTMA..... 29

3.1 Absorpsiyonlu Soğutmanın Genel Özellikleri..... 29
3.2 Absorpsiyonlu Soğutma Sisteminin Çalışma Prensibi..... 32

3.2.1 Tek Etkili Absorpsiyonlu Soğutma Sisteminin Çalışma Prensibi..... 33
3.2.2 Çift Etkili Absorpsiyonlu Soğutma Sisteminin Çalışma Prensibi..... 36
3.3 Absorpsiyonlu Soğutmanın Avantajları..... 38
3.4 Birleşik Isıtma-Soğutma-Güç Üretimi: Trijenerasyon..... 39
3.4.1 Giriş..... 39
3.4.2 Kojenerasyon-AST Kombinasyonu..... 39
3.4.3 AST'de Ne Kullanılmalıdır?..... 40
3.4.4 Kojenerasyon-AST'nin Piyasadaki Yeri..... 40
3.4.5 Son Kojenerasyon-AST Sistem Özellikleri..... 41
3.4.6 Diğer İşletme Faktörleri..... 41
3.4.7 AST Nasıl Çalışır?..... 42
3.4.8 AST'nin Avantajları..... 43

4. ÖRNEK ENDÜSTRİYEL UYGULAMA..... 44

4.1 Tesisin Tanımı..... 44
4.2 Başlangıç Analizi..... 48
4.2.1 Temel Durum Sistemi..... 48
4.2.2 Alternatif Sistemler..... 56
4.2.3 Özet..... 58
4.3 Eleme Analizi..... 59
4.3.1 Veri Toplama veİnceleme..... 59
4.3.2 Enerji Analizi..... 70
4.3.3 Sermaye Bütçesi..... 81
4.3.4 Maliyet Analizi..... 81
4.3.5 Proje Ekonomisi..... 86
4.3.5.1 Genel Bilgiler..... 86
4.3.5.2 Mevcut Proje İçin Ekonomik Analiz..... 88
4.3.6 Proje Finansmanı..... 92
4.3.7 Duyarlılık Analizi..... 92
4.3.8 Özet..... 99
4.4 Sonuçlar..... 103

5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER..... 108

KAYNAKLAR..... 110
ÖZGEÇMİŞ..... 111

KISALTMA LİSTESİ

ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers - Amerika Isıtma, Soğutma ve Havalandırma Mühendisleri Birliği
AST	Absorpsiyonlu Soğutma Tesisi
CHP	Combined Heat and Power – Birleşik Isı Güç
C_{PW}	Cost Present Worth - Yatırım Maliyetinin Şimdiki Değeri
HHV	High Heating Value - Üst Isıl Değer
HRSG	Heat Recovery Steam Boiler – Atık Isı Geri Kazanım Kazanı
HVAC	Heating, Ventilating and Air Conditioning - Isıtma, Havalandırma ve Klimatizasyon
IRR	Internal Rate of Return - İlk Yatırım Geri Dönüş Oranı
LHV	Lower Heating Value - Alt Isıl Değer
NPV	Net Present Value - Net Mevcut Değer
N_{PW}	Net Present Worth – Net Karların Şimdiki Değeri
VAC	Vapor Absorption Chiller – Buhar Absorpsiyonlu Soğutma Grubu
VCC	Vapor Compression Chiller – Buhar Sıkıştırmalı Soğutma Grubu

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1	Konvansiyonel Enerji Üretimi ile Kojenerasyon Kıyaslaması	3
Şekil 1.2	Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemlerinin Şematik Şekli	5
Şekil 1.3	Gaz Türbinli Bir Kojenerasyon Sisteminin Şematik Şekli	6
Şekil 1.4	Pistonlu Motor ile Kojenerasyon Sistemi Şeması	7
Şekil 2.1	Gaz Motoru Tipik Isı Dengesi	11
Şekil 2.2	Gaz Türbinleri İçin Ortam Şartlarında Güç Çıkış Varyasyonları	13
Şekil 2.3	Gaz Türbinlerinde Güç Üretimi Verim Aralıkları	14
Şekil 2.4	Karşı Basınçlı Buhar Türbinleri İçin Çeşitli Konfigürasyonlar	16
Şekil 2.5	Gaz Türbini Bazlı Trijenerasyon Tesisinin Şeması	18
Şekil 2.6	Güç Üretimi ve Elektrikli Soğutma Sistemi Şeması	18
Şekil 2.7	Güç Üretimi ve Absorpsiyonlu Soğutma Sistemi Şeması	19
Şekil 2.8	Buhar Sıkıştırmalı ve Absorpsiyonlu Soğutma Çevrimleri	20
Şekil 3.1	Tek Kademeli Absorpsiyonlu Soğutma Sistem Şeması	35
Şekil 3.2	Çift Kademeli Absorpsiyonlu Soğutma Sistem Şeması	36
Şekil 4.1	Aylık İhtiyaç	46
Şekil 4.2	Aylık Elektrik Kullanımı	46
Şekil 4.3	Aylık Yük Faktörü	47
Şekil 4.4	Aylık Gaz Kullanımı	47
Şekil 4.5	Aylık Elektrik Maliyetleri	60
Şekil 4.6	Sezonluk Elektrik Maliyeti	60
Şekil 4.7	Hafta İçi Saatlik Talep-Ocak	63
Şekil 4.8	Hafta Sonu Saatlik Talep	63
Şekil 4.9	Maksimum, Minimum ve Ortalama Talep-Ocak	64
Şekil 4.10	Ortalama Hafta İçi İhtiyacı-Ocak, Nisan ve Temmuz	64
Şekil 4.11	Ortalama Hafta Sonu İhtiyacı-Ocak, Nisan ve Temmuz	65
Şekil 4.12	Minimum Hafta İçi İhtiyacı-Ocak, Nisan ve Temmuz	65
Şekil 4.13	Minimum Hafta Sonu İhtiyacı-Ocak, Nisan ve Temmuz	66
Şekil 4.14	Yük-Süre Eğrisi-Ocak, Nisan ve Temmuz	66
Şekil 4.15	Kapasite-Yük Eğrisi- Ocak, Nisan ve Temmuz	67
Şekil 4.16	Hafta İçi Saatlik Buhar Yükleri-Temmuz	68
Şekil 4.17	Hafta Sonu Saatlik Buhar Yükleri-Temmuz	68
Şekil 4.18	Buhar Yüklerinin Sınıflandırılması-Temmuz	69
Şekil 4.19	Ortalama İşgünü Buhar Yükü- Ocak, Nisan ve Temmuz	70
Şekil 4.20	Ortalama Haftasonu Buhar Yükü- Ocak, Nisan ve Temmuz	71
Şekil 4.21	Minimum İşgünü Buhar Yükü- Ocak, Nisan ve Temmuz	71
Şekil 4.22	Minimum Haftasonu Buhar Yükü-Ocak, Nisan ve Temmuz	72
Şekil 4.23	Yük-Süre Eğrisi-Endüstriyel	72
Şekil 4.24	Kapasite-Yük Eğrisi-Endüstriyel	73
Şekil 4.25	Talep Histogramı ,Endüstriyel 401-500 kW	73
Şekil 4.26	Talep Histogramı, Endüstriyel 501-601 kW	74
Şekil 4.27	Yük-Süre Eğrisi, Endüstriyel 401-500 kW	74
Şekil 4.28	Yük-Süre Eğrisi, Endüstriyel 501-601 kW	75

Şekil 4.29 Kapasite-Yük Eğrisi, Endüstriyel 401-500 kW..... 75
Şekil 4.30 Kapasite-Yük Eğrisi, Endüstriyel 501-601 kW..... 76
Şekil 4.31 Motor Spesifikasyonu..... 78
Şekil 4.32 Anapara-Vergi Öncesi IRR,375 kW..... 94
Şekil 4.33 Anapara-Vergi Sonrası IRR,375 kW..... 94
Şekil 4.34 Vergi Öncesi IRR-Relatif Enerji Maliyeti Değişimi,375 kW..... 95
Şekil 4.35 Vergi Sonrası IRR-Relatif Enerji Maliyeti Değişimi,375 kW..... 95
Şekil 4.36 Vergi Öncesi IRR-Gaz Fiyatları, 375 kW..... 96
Şekil 4.37 Vergi Sonrası IRR-Gaz Fiyatları, 375 kW..... 96
Şekil 4.38 Vergi Sonrası IRR-Kar Eğrisi, 375 kW..... 97
Şekil 4.39 Vergi Sonrası IRR-Faiz Oranı Eğrisi,375 kW..... 97
Şekil 4.40 Aylık Isı Dengesi..... 106

TABLO LİSTESİ

		Sayfa
Tablo 4.1	Geçmişte Satın Alınan Enerji ve Yakıt Miktarları	45
Tablo 4.2	390 kW İçin Geri Ödeme Planı	49
Tablo 4.3	Tipik Alt-Yüklü Güç Ekipmanı Karakteristikleri	51
Tablo 4.4	188 kW İçin Geri Ödeme Planı	57
Tablo 4.5	600 kW İçin Geri Ödeme Planı	61
Tablo 4.6	Endüstriyel Kojenerasyon Enerji Analizi, 375 Kw	79
Tablo 4.7	Endüstriyel Kojenerasyon Ek Maliyet, 375 kW	83
Tablo 4.8	Endüstriyel Kojenerasyon Sistem Maliyetleri-375 kW	84
Tablo 4.9	Endüstriyel İşletme Maliyeti Özeti-1994, 375 kW	85
Tablo 4.10	Endüstriyel İşletme Maliyeti Özeti-1995, 375 kW	86
Tablo 4.11	Endüstriyel İşletme Maliyeti Özeti -1995,570 kW	90
Tablo 4.12	Endüstriyel Kojenerasyon Enerji Analizi, 210 kW	91
Tablo 4.13	Endüstriyel Kojenerasyon Ek Maliyet, 210 kW	101
Tablo 4.14	Endüstriyel Kojenerasyon Sistem Maliyeti, 210 kW	102
Tablo 4.15	Endüstriyel İşletme Maliyeti Özeti-1994, 210 kW	102
Tablo 4.16	Endüstriyel İşletme Maliyeti Özeti-1995, 210 kW	103
Tablo 4.17	Endüstriyel Kojenerasyon Enerji Analizi, 570 kW	104
Tablo 4.18	Endüstriyel Kojenerasyon Ek Maliyet, 570 kW	105
Tablo 4.19	Endüstriyel Kojenerasyon Sistem Maliyeti, 570 kW	106
Tablo 4.20	Temel Durum İçin Kojenerasyon Geri Dönüş Modeli Özeti	107

ÖNSÖZ

Bu çalışmada, elektrik ve ısı enerjilerini birlikte üreten santral dizayn ve teknoloji demeti olarak ifade edilen kojenerasyon sistemleri incelenmiştir. Günümüzde önemi çok büyük olan enerji üretiminde verim kaybını minimuma indirmek için geliştirilen teknolojiler arasında kojenerasyon sistemleri, egzost ısısının olduğu gibi atmosfere atılması yerine bu ısının çok büyük bir kısmını bazen ısıtma maksatlı, bazen de elektrik üretimi maksatlı faydalı ısıya dönüştürerek yakıttan elde edilen verimi maksimuma çıkarmayı hedefleyen yüksek bir teknolojidir. Bu suretle, yakın gelecekte enerji arz sorunu ile karşı karşıya kalınması beklenen Türkiye'de kojenerasyonun önemi gittikçe artmaktadır.

Bu çalışmada bana destek olan tez danışmanım Prof.Dr.Hasan Heperkan'a teşekkürü bir borç bilirim. Ayrıca araştırmalarımda gerekli olan bilgilerin elde edilmesinde büyük katkısı olan ENKA Holding Genel Müdür Yardımcısı ve Enerji İşleri Müdürü sayın Özkan Ağış'a da şükranlarımı sunuyorum.

ÖZET

Konvansiyonel enerji üretim sistemleri (Termik santrallerde elektrik, kazanlarda ısı üretimi) çevreyi kirletmekte ve primer enerjinin yaklaşık %55-65'i atık ısı olarak ziyan olduğundan hiç ekonomik olmamaktadır. Buna karşılık bir kojenerasyon sisteminde elektrik üretimi sırasında ortaya çıkan ısı, eşanjörlerin yardımı ile çeşitli ısı ihtiyaçları için (Sıcak su, buhar, absorpsiyonlu soğutma vb.) değerlendirilebilmektedir. Gazla çalışan kojenerasyon sistemlerinde elektrik ve ısının eşzamanlı üretilmesiyle %80-90 oranında verim elde edilmektedir. Böylece primer enerjinin atılan kısmı minimize edilmektedir. Bu yüksek sistem verimi sayesinde kojenerasyon sistemi, ilk yatırım tesis giderini kısa bir sürede geri öder. Bu çalışmada, küçük bir endüstriyel tesis için kojenerasyon sistemi tasarımı ve seçimi yapılmıştır.

Son yıllarda kojenerasyon teknolojilerinde çeşitli verim arttırıcı yenilikler ortaya çıkmıştır. Bunların başında trijenerasyon sistemleri gelmektedir. Trijenerasyon, kojenerasyon sistemlerinde üretilen atık ısının ısıtma yerine soğutma amaçlı olarak bir absorpsiyonlu soğutma grubu vasıtasıyla değerlendirilmesidir. Çoğu zaman, üretilen ısıl enerjinin işletme ihtiyacının üstünde kalması durumunda, bu ihtiyaç fazlası ısıl enerji baca-egzost sistemleri veya soğutma kuleleri/eşanjörleri ile atmosfere atılmaktadır. Özellikle yaz mevsiminde bazen baca gazı atık enerji miktarları %30-40'lara çıkmaktadır. Bu ise, sistem veriminin düşmesi ve kullanılan yakıtın havaya yakılması sonucunu doğurur. Nihai kullanıcı veya işletmecinin aynı zamanda soğutmaya ihtiyaç duyması durumunda, kullanım fazlası ısıl enerji, absorpsiyonlu soğutma sistemlerinde temel ısı kaynağı olarak kullanılarak soğuk su elde edilmesine, bu suyun da böylelikle tesisin klimatize edilmesine veya proses soğutmasında kullanılmasına imkan verir. Bu çalışmada bu sistemler ayrıntılı olarak incelenmiştir.

Bunun dışında da kojenerasyon sistemlerinde verim arttırıcı çeşitli Ar-Ge çalışmaları halen yapılmaktadır. Bu çalışmada bu konu hakkında da incelemeler yapılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Kojenerasyon, Trijenerasyon, Absorpsiyonlu Soğutma, Atık ısı, Türbi, Pistonlu Motor.

ABSTRACT

Conventional energy production systems (electricity in thermal plants, heat production in boilers) pollute the environment; in addition they are not cost effective as 55-65% of the primary energy are lost as waste heat. Instead, the heat provided during the electricity production in a cogeneration system can be used for various heat requirements (hot water, steam, absorption chiller, etc) with the help of heat exchangers. There is 80-90% efficiency in the gas-fired cogeneration systems through the co-production of electricity and heat. Thus, the waste of primary energy is minimized. The payback period of the first investment cost of cogeneration systems is very short thanks to the high system efficiency. In this study, a cogeneration system for a small-scale industrial installation is selected and designed.

In recent years, new efficiency-increasing renovations have come up in the cogeneration technologies. The first of these renovations is the trigeneration systems. Trigeneration is the name of complex system which uses waste heat for cooling instead of heating by an absorption chiller group. Most of the time, if the produced heat energy is exceeding the needs, this surplus heat energy is exhausted into the atmosphere through flue-exhaust systems or cooling towers/exchangers. Sometimes the flue gas waste energy increases to 30-40%, especially in the summer period. But this will lead to a drop in the system efficiency and the exhaustion of the fuel into the atmosphere. If the end user and the operator need cooling as well, the waste heat energy can be used as the basic heating source in absorption chiller systems to provide cold water. Furthermore this water can be used in air-conditioning of the plant or in process cooling. In this study, these systems are examined in detail.

Besides, various R&D studies to increase efficiency in cogeneration systems are still being performed. In this study, these are also being examined.

Key Words: Cogeneration, Trigeneration, Absorption Chiller, Waste Heat, Turbine, Reciprocating Engine.

1. KOJENERASYON KAVRAMI

1.1 Giriş

Tüm dünyadaki endüstriyel tesis ve ticari amaçlı yapılar enerjinin başlıca kullanıcılarıdır. Gelişmekte olan ülkelerde, sanayi sektörü toplam enerji talebi içinde elektrik, yaklaşık %20'lik bir paya sahiptir. Talebin geri kalanının büyük bir kısmını ise termal enerji oluşturur. Aynı şekilde, sıcak iklim bölgelerindeki modern ve yüksek yapıların %60 gibi büyük kısmının talebiyse soğutma ve konfor amacıyla doğmuştur. Normalde, devlete ait enerji şirketleri elektriği sağlarken, bölgesel kazan ve soğutucular da kullanıcıların ısıtma ve soğutma ihtiyaçlarını karşılamaktadırlar.

Gelişmekte olan bir çok ülkede, elektrik üretimi için en önemli kaynak termik enerji santrallarıdır. Güç santralına sağlanan birincil gücün dörtte birinin kullanıcıya elektrik olarak sağlandığı düşünüldüğünde, güç üretimi ve müşteriye iletimin tipik ve klasik yöntemi masraflı bir yoldur. Güç üretimindeki kaybın en büyük kaynağı, güç ekipmanlarında kullanılan farklı termodinamik çevrimlerindeki zorunluluklara bağlı olarak ısının çevredeki suya veya havaya atılmasıdır. Ayrıca, kullanıcılar üretim yerinden uzakta olabilirler, bu da ek bir iletim ve şebekeye dağıtım masrafına yol açar. Kojenerasyon kavramının temelini, üretilen atık ısının önemli bir kısmıyla kullanıcıların ısıtma/soğutma talebinin karşılandığı bölgesel güç üretimini içeren termal kademelendirme(kaskat sistem) prensibi oluşturur. Bu durumda tüm çevrim veriminde kayda değer bir artış meydana gelir.

Kombine ısı ve güç üretimi (CHP), veya en bilinen adıyla kojenerasyon, düşük maliyetli yatırımı, kısa kuruluş süresi, düşük yakıt tüketimi ve bunlarla birlikte çevre kirliliği ve giderek artan yakıt çeşitliliğine bağlı olarak dünya çapında tipik güç ve ısı üretim seçeneklerinin yerini alacak cazip bir alternatif olarak bilinmektedir.

Kojenerasyon kavramı yüzyılı aşkın bir süredir bilinmesine rağmen, popülaritesini ve yükselen ilgiyi 70'lerin ikinci yarısı ve 80'lerin başlarında kazanmıştır. Bu duruma gelinmesinin başlıca etkenleri, düşük masraflı ve klasik büyük çaplı elektik üretim üniteleri ile rekabet edebilen verimli ve küçük çaplı kojenerasyon sistemlerinin doğmasına ve enerji fiyatlarındaki oynamalara yol açan iki petrol şokudur. Devlet düzeyindeki bir çok yetkili, kojenerasyonun gelişimini hızlandırmak için çeşitli önlemler almıştır.

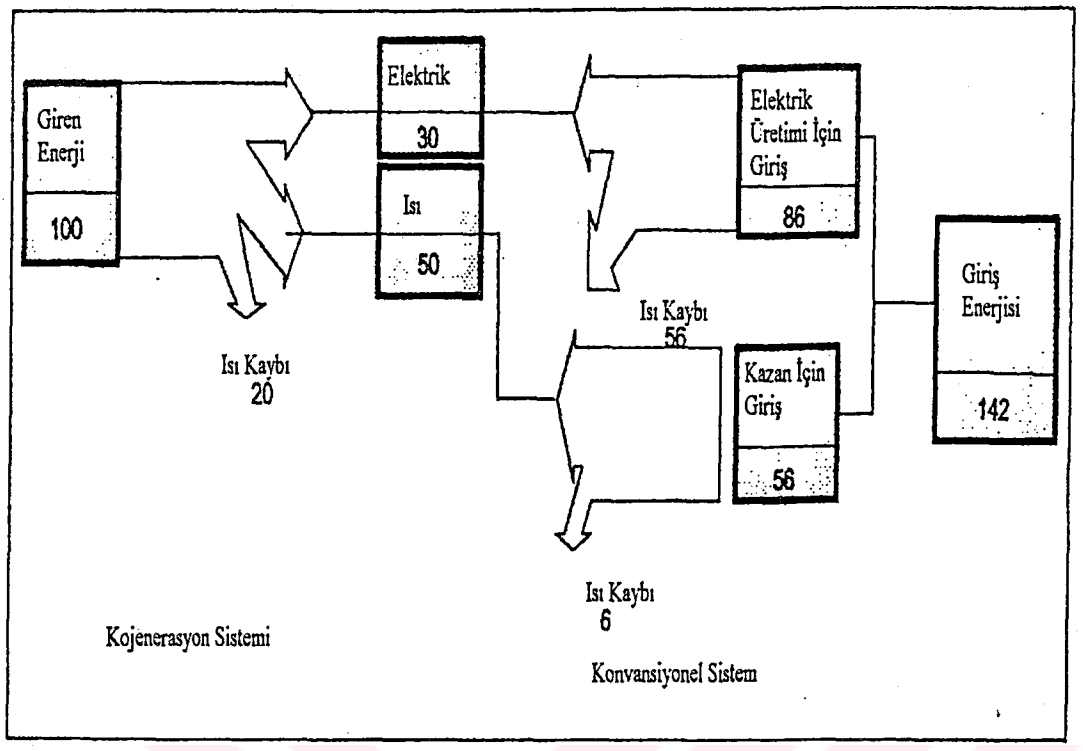
80'lerin ortalarında enerji fiyatlarının düşmeye başlamasıyla, bazı ülkeler, özellikle de üretim kapasiteleri fazla olanlar bu teknolojiye karşı ilgilerini kaybetmiştir. Avrupayı ele alırsak, üye ülkeler arasında büyük bir çeşitlilik olduğu gözlenebilir; Hollanda'da kojenerasyon sistemiyle üretilen elektrik ortalama %34 iken, Fransa'da %5'ten daha azdır. (Horlock, 1995)

Kojenerasyonun tekrar önem kazanmasının asıl nedenleri hızla artan elektrik talebi, devletin ek güç üretim kapasitesi finanse etmesindeki zorluklar ve enerji kullanımına bağlı olarak çevre emisyonları ve kirliliği sınırlandırma konusunda artan endişelerdir. Kojenerasyon günümüzde mevcut tesislerin genişletilmesi, yeni endüstriyel bölgelerin kurulması, zamanı dolmuş buhar üretim sistemlerinin değiştirilmesi gibi gelişmeler planlanıyorsa veya enerjinin maliyeti fazlaysa ve güç satımına olanak varsa tavsiye edilir.

1.2 Kojenerasyonun Prensibi

Kojenerasyonun tanımı, tek bir birincil enerji kaynağından, sırasıyla iki farklı kullanılabilir enerji, yani mekanik enerji ve termal enerji üretmektir. Mekanik enerji, alternatörün elektrik üretmesini sağlamak veya motor, kompresör, pompa ve fan gibi cihazları çalıştırmak için kullanılabilir. Termal enerji, direkt proses uygulamaları veya dolaylı olarak buhar, sıcak su, kurutma için sıcak hava veya soğutma işlemi için soğutulmuş su üretmek amacıyla değerlendirilir.

Kojenerasyon, çeşitli ekonomik faaliyet alanlarında uygulanmak üzere kullanıcıya değişik teknolojiler sunar. Kojenerasyon sistemindeki enerji kullanımında toplam verim %80'e hatta bazı durumlarda daha da yükseğe çıkmaktadır. Normal küçük bir gaz türbini üniteli kojenerasyon santrali, tipik bir fosil yakıtlı güç santralı ve kazan sistemi ile karşılaştırıldığında, birincil enerjiden %40 kazanç sağlamaktadır (Şekil 1.1). Fosil yakıttan sağlanan kazanç yanında, kojenerasyon her kullanılabilir enerji çıkışı ünitesi için sera gazı emisyonunun (özellikle CO_2 emisyonunun) azalmasını sağlar. Elektrik üretiminin bölgesel olmasıyla şebekenin üzerine binen yük azalmakta ve iletim hatlarındaki kayıplar önlenmektedir.



Şekil 1.1 Konvansiyonel Enerji Üretimi İle Kojenerasyon Kıyaslaması

Kojenerasyon hem makro hem de mikro açıdan mantıklıdır. Makro açıdan, yerel enerji kurumunun üzerindeki finansal yükün bir kısmının özel sektörle paylaşılmasına olanak sağlar; buna ek olarak, yerli enerji kaynakları korunmakta veya yakıt ihraç tutarı azalmaktadır. Mikro düzeyde ise, özellikle bölgede hem güç hem de ısı ihtiyacı varsa ve ülkede mantıklı bir enerji vergisi uygulanıyorsa kullanıcıların toplam enerji masrafları düşürülebilir. (Derbentli, 1998)

1.3 Kişisel Elektrik Üretiminden Kojenerasyona

Gelişmekte olan ülkelerde, sistemdeki teknik sorunlar nedeniyle veya tüketicinin belirli bir süreyle talep ettiği enerjinin kurumun kapasitesini aşması nedeniyle şebekenin güç sağlamasında aksaklıklarla karşılaşmak olağanüstü bir durum değildir. Endüstriyel tesisler ve ticari yapılar bu dönemlerde kendilerine gerekli olan yükü garantiye almak için stand-by jeneratörler kullanırlar. Üretim kayıplarını azaltmak ve müşterilerin rahatını minimum düzeyde karşılamak için bazı temel faaliyetlerin devamını sağlamak gereklidir. Stand-by jeneratörler yıl içinde sınırlı olarak kullanılırlar; ayrıca, bu cihazlar ilk yatırım, işletmeye alma ve bakım masrafları gerektirmekte ve tesisin toplam enerji masrafını azaltma konusunda da hiç bir katkısı olmamaktadır.

Bu jeneratörlerin esas amacı tesisin öncelikli yerlerine acil güç sağlamak olduğu için, bunların ekonomikliliği konusunda bir finansal analiz yapılmamaktadır. Ancak, bu jeneratörlerin kesintisiz güç üretimi sağlaması olasılığı olduğundan, tesisin aylık güç masrafı azaltılabilir. Bunun gibi faydalar, kesintisiz ve daha verimli çalışmak üzere oluşturulan güç üniteleri ile bağlantılı olarak daha yüksek yatırım ihtiyacını gayet iyi bir şekilde karşılayabilir.

Bir gaz türbininde veya motorunda, normalde kullanılan birincil yakıtın üçte biri güce dönüştürülürken, geri kalanı ise 300 ila 500°C arasında değişen göreceli olarak yüksek bir sıcaklıkta atık ısı olarak atılır. Bir şekilde termal enerjiye gereksinim olan tesislerde, bu atık ısı ihtiyaç bulunan ısının şartlarına ve düzeyine uymak amacıyla geri kazanılabilir. Örneğin, proses uygulamaları için düşük veya orta basınçta buhar gerekebilir. Güç ünitelerinin (türbin, dizel motor ...vb) atık gazlarından elde edilen ısı, buhar kazanı veya kurutucular gibi diğer bölgesel ısı geri kazanım sistemlerinde kullanılacak birincil enerji ihtiyacını karşılar.

Kojenerasyon kurulması için en ideal tesis aşağıdaki özellikleri taşır:

- Emniyetli bir güç gereksinimi;
- Nispeten sürekli elektrik ve termal enerji talebi;
- Elektrikten daha yüksek termal enerji talebi;
- Yıl içinde uzun işletme süresi;
- Şebekeye girememe veya şebeke elektrik fiyatının yüksek olması

Tipik kojenerasyon uygulamaları üç temel alanda yapılabilir:

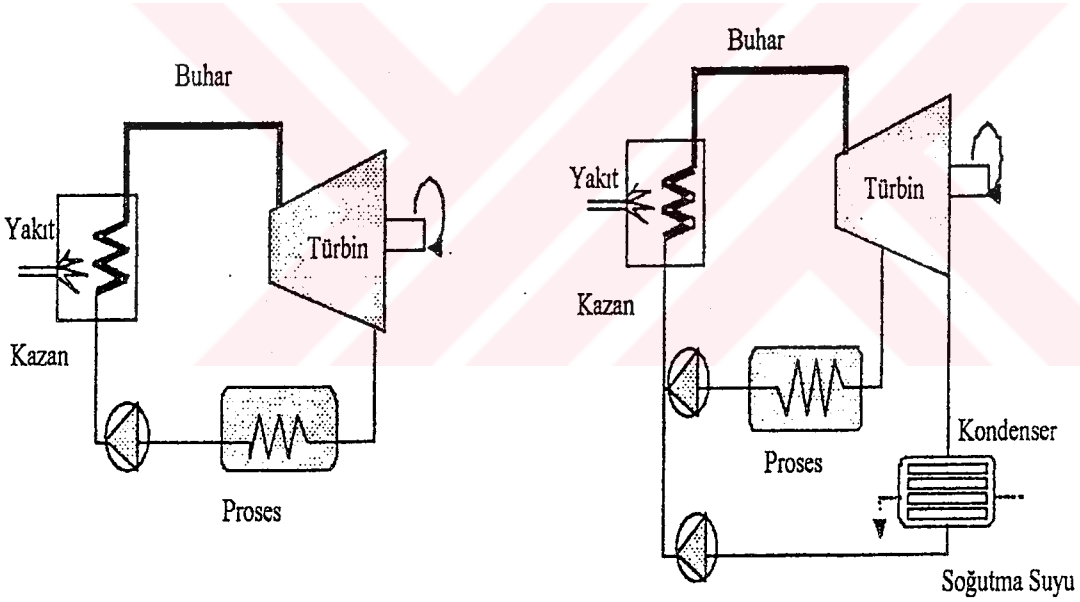
a) Konutsal Kojenerasyon: Merkezi ısıtma ve/veya soğutma temin edenler. Kojenerasyon tesisi sanayi siteleri veya şehir merkezinde kurulabilir.
b) Endüstriyel Kojenerasyon: Başlıca iki endüstriyel alanda uygulanabilir; yüksek derecede termal enerji gerektirenler (rafineriler, gübre, çelik, çimento seramik ve cam endüstrilerinde) ve düşük derecede termal enerji gerektirenler: (pompa ve kağıt fabrikaları, tekstil fabrikaları, yiyecek ve içecek fabrikaları, vs);
c) Ticari/Kurumsal Kojenerasyon: Özellikle oteller, hastaneler ve üniversite kampüsleri gibi gece gündüz işletilen yerlerde uygulanabilir.

1.4 Kojenerasyon İçin Teknik Seçenekler

Oldukça ticarileşen kojenerasyon teknolojileri, çekişli/ters basınçlı buhar türbinlerini, atık ısı kazanlı gaz türbinlerini (alt çevrimli buhar türbinli/türbinsiz) ve atık ısı kazanlı pistonlu motorları içerir.

1.4.1 Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemleri

En fazla kullanılan buhar türbinleri ters basınçlı ve çekişli/yoğuşmalı türbinlerdir (Şekil 1.2). Ters basınçlı türbin ve çekişli/yoğuşmalı türbinler arasında yapılacak olan tercih esas olarak güç ve ısının miktarına, ısının kalitesine ve ekonomik nedenlere bağlıdır. Türbinden çekilen buhar noktaları işlemler sırasında gerekli olan ısı derecesinin seviyesine bağlı olarak birden fazla olabilir.



Karşı Basınçlı Türbin

Ekstraksiyon-Yoğuşmalı Türbin

Şekil 1.2 Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemlerinin Şematik Şekli

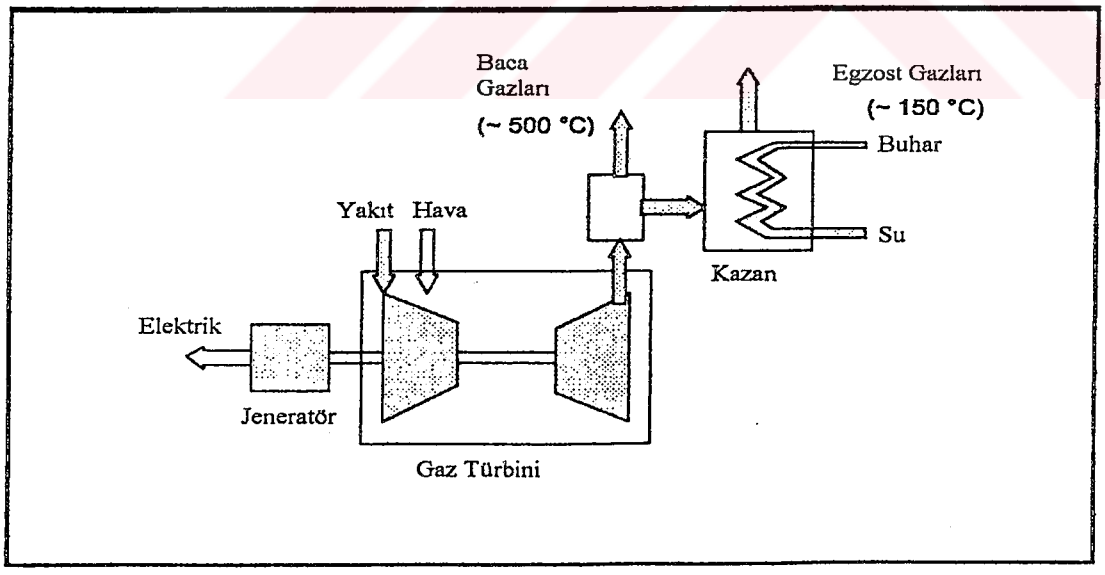
Buhar türbini alt çevrimli kojenerasyon sistemlerinin başka bir çeşidi ise kullanıcıların iki farklı termal enerji derecesine ihtiyaç duyduklarında kullanabildikleri çekişli-ters basınçlı

türbinleridir. Tam-yoğuşmalı buhar türbinleri genellikle işlemler sırasında atılan ısının güç üretmek için kullanıldığı tesislerde kullanılır.

Diğer güç kaynaklarıyla karşılaştırıldığında, buhar türbinleri kullanmanın en önemli avantajı her zaman kullanılan yakıtlar kadar kömür, doğal gaz, benzin ve biomass gibi alternatif yakıtların da bulunduğu bir çok seçenek sunmasıdır. Isı arzının optimize edilmesi için çevrimin güç üretim verimliliğinden fedakarlıkta bulunulabilir. Ters basınçlı kojenerasyon santrallarında, büyük soğutma kulelerine ihtiyaç yoktur. Buhar türbinleri çoğunlukla elektrik talebinin 1 MW ila bir kaç 100 MW arasında olduğu tesislerde kullanılır. Sistemin ataletine bağlı olmakla birlikte, kesintili enerji talebinin olduğu tesisler için uygun değillerdir.

1.4.2 Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemleri

Gaz türbinli kojenerasyon santralları tesisteki enerji ihtiyacının bir bölümü veya hepsini karşılayabilir ve egzost bacasından çıkan yüksek dereceli enerji çeşitli ısıtma ve soğutma uygulamaları için geri kazanılabilir (Şekil 1.3). Doğal gaz yaygın olarak kullanılmasına rağmen, benzin veya dizel gibi yakıtlar da kullanılabilir. Gaz türbinleri genelde 1 MW ile 100 MW civarı arasında değişim göstermektedir.

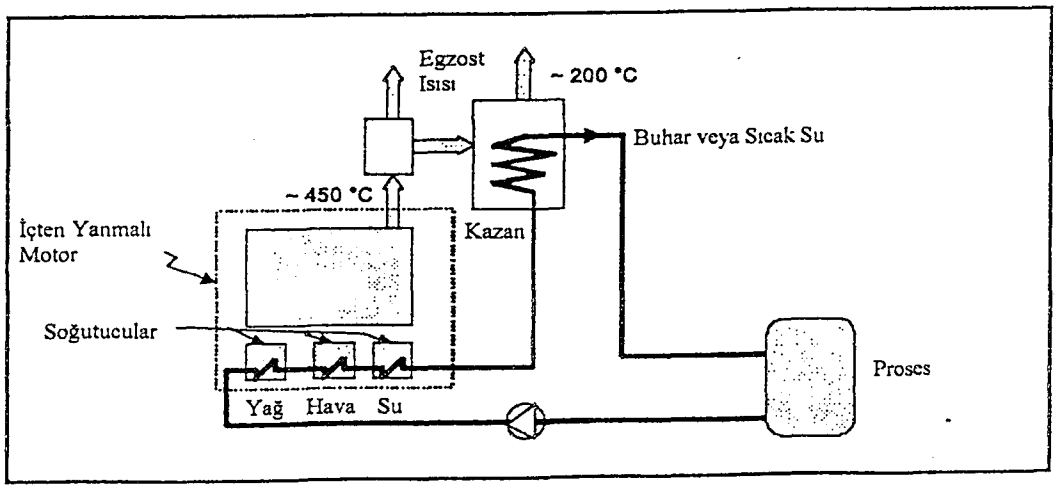


Şekil 1.3 Gaz Türbinli Bir Kojenerasyon Sisteminin Şematik Şekli .

Gaz türbinli kojenerasyon sistemleri, son yıllarda doğal gazın büyük çapta kullanılabilir olması, teknolojideki hızlı gelişme, tesis kurma maliyetinin önemli derecede azalması, ve daha fazla çevre dostu formunda çalışmaya bağlı olarak büyük bir gelişme kaydetmiştir. Ayrıca, bir projenin geliştirilmesi için geçen süre daha aza inmiş ve donanım da modüler yolla gönderilebilir hale gelmiştir. Gaz türbininin çalışmaya başlangıç süresi kısadır ve kesintili işletme için esneklik sağlar. Düşük bir ısı geri kazanım verimine sahip olmasına rağmen, daha yüksek derecelerde daha fazla ısı elde edilebilmektedir. Isı çıkışı kullanıcının ihtiyacından fazla ise, ek yakıtı oksijen yönünden zengin egzost gazıyla karıştırarak termal çıkışı daha verimli hale getirecek ek doğal gaz ateşlemesi yapmak mümkündür. (Bolland, 1990)

1.4.3 Gaz Motorlu Kojenerasyon Sistemleri

İçten yanmalı motorlar olarak da bilinen bu kojenerasyon sistemleri, diğer güç kaynaklarıyla karşılaştırıldığında güç üretiminde daha verimlidir. Isı geri kazanımı için iki ısı kaynağı vardır: yüksek sıcaklıktaki egzost gazı ve düşük sıcaklıktaki motor ceket soğutma suyu sistemi (Şekil 1.4). Isı geri kazanımı daha küçük sistemler için oldukça verimli olabildiğinden, bu sistemler nispeten küçük enerji tüketim tesisleri, özellikle de elektrik ihtiyacı termal enerjiden daha fazla olan ve yüksek ısı kalitesinin gerekmediği yerlerde (örn. düşük basınçlı buhar veya sıcak su) daha popülerdir.



Şekil 1.4 Pistonlu Motor ile Kojenerasyon Sistemi Şeması

Geçmişte dizel en yaygın yakıt olmasına rağmen, kojenerasyon güç üniteleri ağır yakıtla veya doğal gaz ile de çalışabilmektedir. Doğal gaz dağıtım şebekesinin yakın olduğu şehir merkezlerinde, yakıtın kolay bulunabilir olması ve motor egzostundaki emisyonların da daha temiz olmasından dolayı gaz motorları daha yaygın olarak kullanılır. (Lindberg, 1999)

Bu makineler kesintili çalışma için çok idealdir ve performansları çevre ısısındaki değişikliklere karşı gaz türbinleri kadar hassas değildir. Bu makinelerde yatırım düşük fakat, işletme ve bakım maliyetleri fazla aşınma nedeniyle yüksektir.

1.5 Kojenerasyon Sistemlerinin Sınıflandırılması

Kojenerasyon sistemleri genelde enerji kullanım düzenine ve benimsenen çalışma planına göre sınıflandırılır.

Bir kojenerasyon sistemi enerji kullanımının düzeni temel alınarak üst çevrimli veya alt çevrimli olarak sınıflandırılabilir. Bir üst çevrimde, sağlanan yakıt öncelikle güç, sonra çevrimin bir yan ürünü olan ve proses ısısı veya diğer termal ihtiyaçları karşılamak için termal enerji üretmek için kullanılır. Üst çevrimli kojenerasyon pompa ve kağıt, gıda işleme, tekstil endüstrileri, merkezi ısıtma, oteller, hastaneler ve üniversitelerde geniş ölçüde kullanılmaktadır. Bir alt çevrimde , birincil yakıt yüksek dereceli termal enerji üretir ve işlem sırasında açığa çıkan ısı, atık ısı kazanı ve bir türbinli jeneratör aracılığıyla güç üretmek için kullanılır. Alt çevrimler, fırın ve ocaktan yüksek sıcaklıkta ısı gerektiren ve oldukça yüksek sıcaklıkta ısı atığının olduğu imalat prosesleri için uygundur. Tipik uygulanma alanları, çimento, çelik, seramik, gaz ve petro kimya endüstrileridir.

2. KOJENERASYONDA TEKNİK GELİŞMELER

Kojenerasyon santralleri, faydalı enerji üretiminde ortaya çıkan bir çok enerji verimi gelişiminden faydalanmaktadır; çünkü her iki durumda da aynı temel teknoloji kullanılmaktadır. Ancak, kojenerasyon, küçük ölçekli ve merkezi olmayan tesisler açısından daha tercih edilir göründüğü için , düşük kapasitedeki modüler ve paket tip kojenerasyon sistemlerinin geliştirilmesinde önemli teknolojik ilerleme sağlanmıştır. Bunun yanında bu gibi sistemler endüstri bölgelerinde ve şehir merkezlerinde de kullanılmaya başlanıldığından, bölgesel ve çevreyi korumaya yönelik düzenleme ve uygulamalar , kojenerasyon teknolojisi üreticilerini sürekli bir yenilenmeye iter. Dünyanın bir çok bölgesinde doğal gazın artık daha yaygın oluşu, gaz türbin teknolojisinin gelişmesinde etkendir. Buna ek olarak, küçük ölçekli kojenerasyon sistemlerine enerji sağlayacak odun, tarımsal-endüstriyel atıklar, biyo-gaz vs. gibi alternatif yakıtların kullanılabilme şansı, bu yakıtların kendilerine özgü özellikleri göz önüne alınarak, bir çok yeni teknolojik gelişmeye olanak sağlamıştır. Bu kısımda, kısaca, bu alanda gerçekleşen bazı gelişmeleri inceleyeceğiz.

2.1 Pistonlu Motorlar

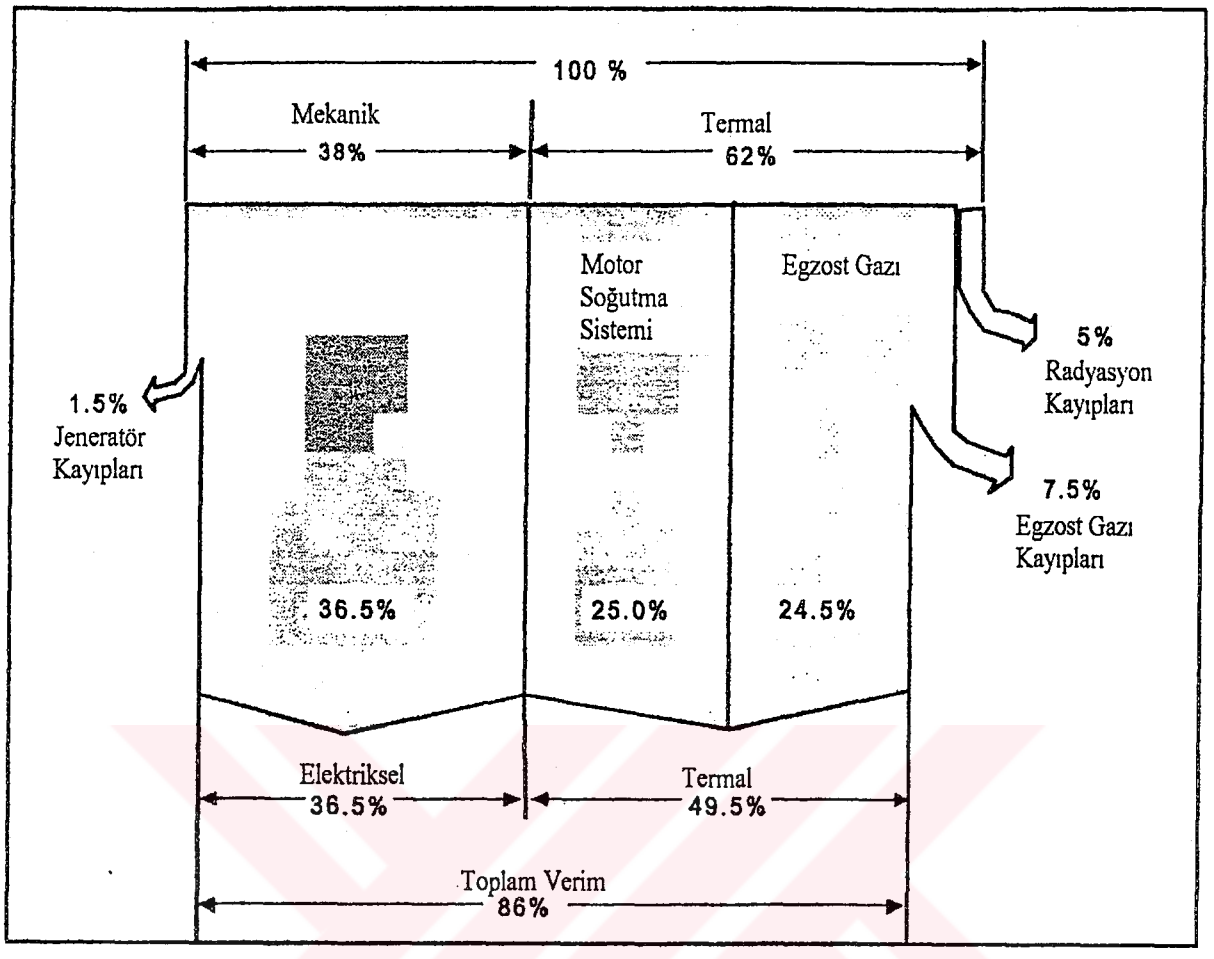
Pistonlu motorlar çoğunlukla düşük veya orta güçteki kojenerasyon ünitelerinde kullanılmaktadır. Motor boyutlarının alt ve üst limitleri çoğunlukla kullanılan yakıtın bir fonksiyonudur. Bu değerler, doğal gaz için 50 kW ile 50 MW ve mazot için 2.5 MW ile 50 MW arasında değişmektedir. Bu motorların en önemli avantajlarından birisi, diğer güç üniteleriyle karşılaştırıldığında ortaya koydukları yüksek elektrik verimidir.

Kojenerasyon sistemlerinde yeralan başlıca içten yanmalı motor türleri; Dizel motorlar ve Otto motorlarıdır. Otto motorlarının karakteristik özelliği, ateşleyicinin besleme ünitesinde oluşan hava ve yakıt karışımını yakmasıdır. Bu sebepten dolayı, bu motor ateşleme motoru diye de bilinir. Enerji üretim tesislerinde otto motoru, ateşlemeli sisteme çevrilmiş bir benzin motoru veya bir dizel motordur. Gaz motorları için değerler, 20 kW ile 1.5 MW arasında değişmektedir. Dizel motorlardan çevrilmiş olan ateşlemeli motorlar ise, doğal gazla çalıştıklarında, 5 kW ile 4MW arasındaki kapasitelerde bulunurlar. Otto motorlarının çalışma süratleri, 750-3000 d/dak arasındadır ve elektrik verimleri de %25-35'tir. Bu motorlar benzin, doğal gaz gibi yakıtlarla çalışır. (Lindberg, 1999)

Otto motorlarının aksine yakıt, dizel motorlarda içerisinde havayla karışacağı silindirlere enjekte edilir ve pistonlar yakıt/hava karışımını basınç altına aldığında oluşan ısı ile ateşlenir. Bu motor da, sıklıkla sıkıştırmalı ateşleme motoru olarak adlandırılır. Dizel motorlar, genel olarak 2 ana bölüme ayrılırlar: 2-stroklu ve 4-stroklu motorlar. 2-stroklu motorlar, aynı zamanda düşük hızlı motor olarak da bilinir ve her devirde meydana gelen tek ateşleme özelliği ile belirgindir. 200 d/dak'nın altında çalışan ve %45-53'lük yüksek elektrik kapasitesi ile 1-50 MW lık çıkış sağlaması da bir diğer özelliğidir. 4-stroklu motorda ise, ateşleme birer devir aralıkla meydana gelir ve bu motor iki kategoriye ayrılır. Orta süratteki motorlar 400 ve 1000 d/dak arasında çalışır ve %35-48'lik elektrik verimiyle 0.2-20 MW çıkış aralığındaki değerler için tasarlanabilirler. Yüksek süratteki motorlar ise 1000-2000 d/dak arası hızlarda çalışır ve %35-40 arası elektrik verimiyle birkaç kW ile 2 MW arası çıkış değerlerinde görev yaparlar. (UNESCAP, 1998)

Dizel motorlar dizel , ağır mazot, hafif mazot, LPG, doğal gaz vs gibi birçok farklı yakıtla çalışabilmektedir. Gaz motorlarına dönüştürülmüş olan dizel motorlar çift yakıtlı motorlar olarak da bilinirler. Çalışma esnasında asıl yakıt gazdır ve bu da genellikle dizel yakıt olan küçük miktardaki bir pilot yakıt ile ateşlenir. Pilot yakıt, silindirin içerisindeki gazın tutuşup tutuşmadığından emin olunması için gereklidir. Gaz/pilot yakıt oranı normal olarak kontrol edilir ve böylece, motor tam kapasite ile çalışırken, pilot yakıtın oranı, mevcut yakıtın tümünün %5'i civarında olacaktır. Gaz motoru modunda çalışan dizel motorlar, başka bir sınıflandırma ile de iki gruba ayrılabilirler: alçak basınçlı çift yakıtlı motorlar ve yüksek basınçlı çift yakıtlı motorlar.

Bir gaz motorunun normal ısı dengesi, Şekil 2.1'de gösterildiği gibidir. Motor soğutma sisteminden elde edilen ısının %25'i (soğutma suyu, yağ soğutucu ve giriş havası soğutucusu) 95°C gibi düşük sıcaklıktadır. Aynı enerji çıkışı göz önünde tutulduğunda, yüksek sıcaklıklarda geri kazanılabilen ısı miktarı, gaz türbini için olandan daha düşüktür. Bu sebepten dolayıdır ki, pistonlu motorlarda kojenerasyon, sıcak su /sıcak hava veya alçak basınçlı buhar oluşturmada daha sık kullanılır. Bununla birlikte gaz motorlarından çıkan atık gazlar %15 oranında Oksijen barındırdığında ek ateşleme yapılarak da orta basınçtaki buhar elde edilebilir.



Şekil 2.1 Gaz Motoru Tipik Isı Dengesi

Alçak basınçlı çift yakıtlı motorlarının çalışmasında, alçak basınçlı gaz (örn. 3-5 Bar), endüksiyon çevrimi esnasında motorun yanma havası ile karışır. Gaz / yanma havası karışımı silindirde basınca maruz kalır ve en üst kör noktada, düşük miktardaki (yaklaşık %5) dizel yakıtın silindire enjekte edilmesi yoluyla ateşlenir ve doğal yanma gösterir. Alçak basınçlı-çift yakıtlı motorlar nispeten düşük çıkış değerleri ve verime sahiptirler. Bu sistem, aynı zamanda, gaz kalitesindeki değişimlere karşı da duyarlıdır. (Waukesha Power Systems Inc, 1996)

Yüksek basınçlı-çift yakıtlı motorların çalışmasında ise gaz, motorun dışında bir yerde, ayrı bir kompresörde 250 bara kadar sıkıştırılır ve piston, en üst ölü noktanın civarında , asgari miktarda pilot yakıt ile silindire enjekte edilir. Yüksek basınçlı-çift yakıtlı motorlar , daha

yüksek verim ve çıkış değerleri gösterirler; gaz kalitesine karşı duyarlı değildirler. Yüksek basınçlı-çift yakıtlı motorlar hem 2- stroklu hem de 4 – stroklu versiyon olarak mevcuttur.

2.2 Gaz Türbinleri

Kojenerasyonda kullanılan gaz türbinleri genellikle sürekli çalışmaya uygun olarak tasarlanırlar çünkü stand-by modunda çalışan gaz türbinlerinin normal olarak verimleri düşüktür ve operasyon sürelerinin kısa olduğu durumlarda kullanılırlar.

Sürekli çalışan gaz türbinleri, tasarım felsefelerine bağlı olarak genelde 2 gruba ayrılırlar (şu anda bu tasarımlarda bir kısım gelişmeler söz konusudur)

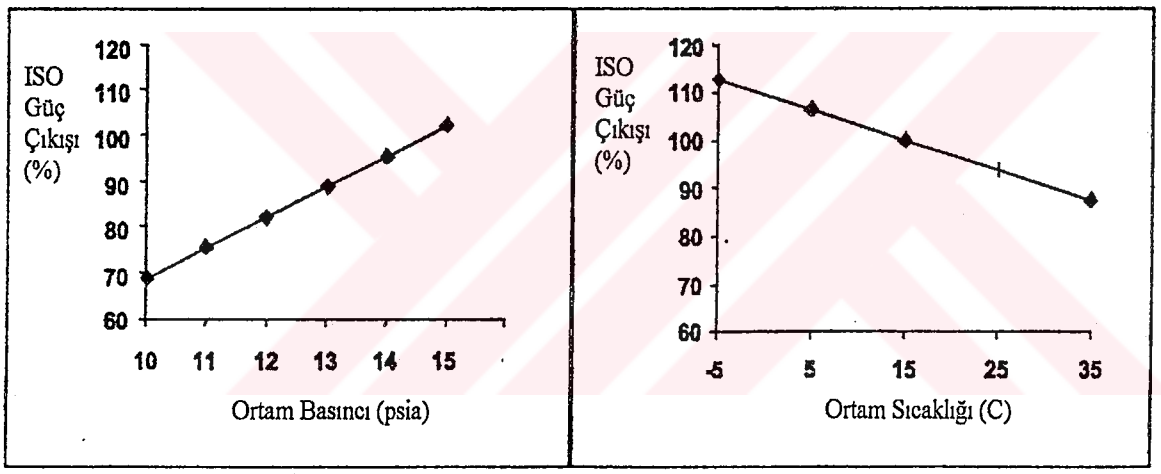
Hava-tüketimli gaz türbini, isminden de anlaşılacağı gibi, az çok bir uçak motorundan türetilmiştir. Hava-tüketimli gaz türbinlerinin temel özellikleri, düşük özgül ağırlık, az yakıt tüketimi, dayanıklılık vs. dir. Bu tip gaz türbinlerinin getirdiği belli başlı avantajlar yüksek verim düzeyleri ve bakım olanakları tanıyan küçük ve modüler bir tasarımdır. Ancak, uzman servis elemanlarına gerek duyulduğundan, bu tip gaz türbinler bakım gerektiğinde, çoğu zaman tesislerin dışına çıkarılırlar. Hava tüketimli-gaz türbinleri nispeten yüksek bir yatırım maliyeti ($/kWe) ile kaliteli yakıta gereksinim duyarlar ve uzun süreli kullanımların ardından verimlilik ve çıkış oranları düşebilir.

Ağır yük gaz türbini olarak da adlandırılan Endüstriyel Gaz Türbini; sabit ve sürekli çalışma için oluşturulmuş sağlam bir ünitedir. Verimliliği Hava-tüketimli tipe oranla daha düşüktür ama genellikle performansını daha uzun bir çalışma peryodunda korur. Bakımı, bulunduğu yerde kolaylıkla yapılabilir ve bakım masrafları da düşüktür. Endüstriyel gaz türbini, Hava-tüketimli tiple karşılaştırıldığında, genellikle daha düşük bir yatırım maliyeti taşır. Bunların yanında, düşük kalitedeki yakıtla çalışma özelliği de vardır. (Bolland, 1990)

Bir gaz türbininin performansı, çevredeki havanın basınç ve sıcaklığına bağlıdır. Bu şartlar günden güne ve mekana göre değişiklik gösterebildiğinden, karşılaştırma amaçlı olarak bir kısım şartları standart almak doğru olur. Gaz türbin endüstrisinde kullanılan standart şartlar 15°C, 1,013 Bar (14.7 psia) ve %60 bağıl nemdir. Bunları Uluslararası Standartlar Organizasyonu belirlemiştir. Gaz türbinlerinin performansı da ISO şartlarına göre ifade edilir.

Gaz türbinin asıl güç çıkışı, çevre koşullarına göre değişiklik gösterir. Ortam sıcaklığı arttığında, gaz türbinin güç çıkışı düşer. Aksine, basınçla doğru orantılı olarak gaz türbinin güç çıkışı artış gösterir. Sıradan bir gaz türbininin güç çıkışlarında ortam koşullarına göre oluşan değişiklikler, Şekil 2.2'de, ISO güç çıkışı değerleriyle orantılı olarak gösterilmiştir.

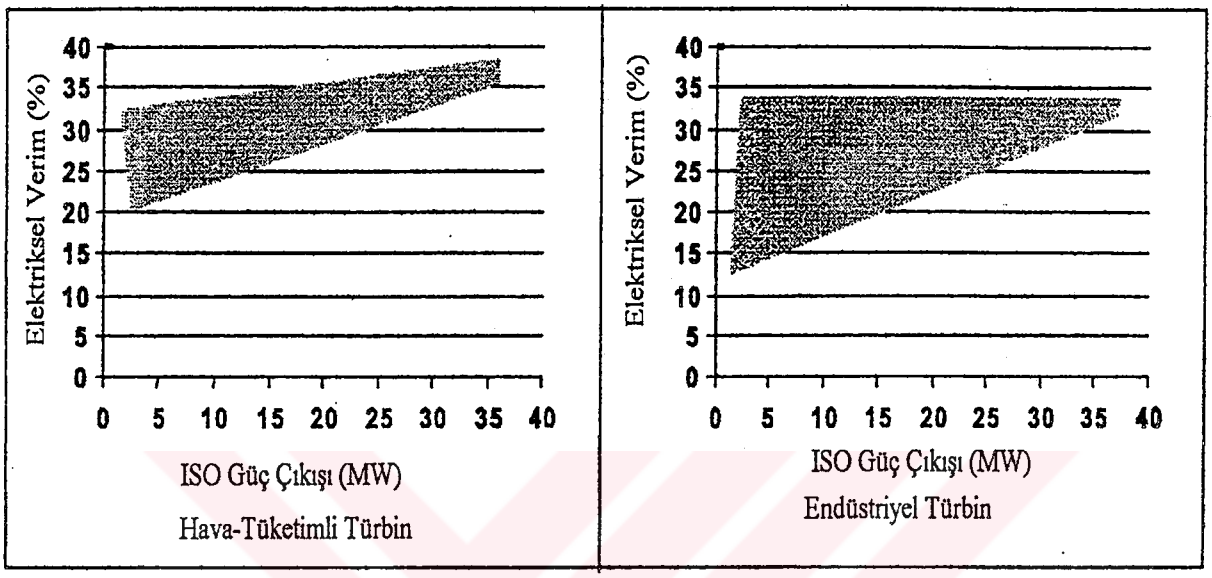
Atık ısı kazanı (HRSG), gaz türbini kojenerasyon sisteminin ana öğelerinden biridir. Atmosfere atılan atık gazın enerji içeriği, önemli şekilde yüksek olduğu için, HRSG'ler atık gaz içerisindeki enerjinin büyük bir kısmını geri kazanarak proses buharı üretmek üzere (yada sıcak su) tasarlanmışlardır. 500-550°C'deki atık gaz HRSG'de faydalı ısısı alınarak 150°C civarına kadar çekilir. 150°C'lik bir sıcaklık , HRSG'nin çıkışında önerilen değerdir; böylece atık gazların yoğuşması önlenmiş olacaktır. Düşük sıcaklık düzeylerinde, SOx ve NOx gibi gazlar, yoğuşma ile birlikte asit oluşturacak ve HRSG'nin malzemesini yıpratacaklardır.



Şekil 2.2 Gaz Türbinleri İçin Ortam Şartlarında Güç Çıkış Varyasyonları

Basit bir gaz türbinli kojenerasyon sisteminde temel ısı-güç oranı 2 civarındadır. Ancak ek ateşleme, ısı-güç oranını ikiye katlayabilir. Destekli ateşleme opsiyonu bulunan HRSG ek bir ateşleyiciye sahiptir ve bu da tüm sistemin ısı çıkışını artırır. Bu, normal olarak %14-17 civarında seyreder, atık gazlar içerisindeki yüksek oksijen içeriğine bağlı olarak mümkün olur ve yanma odasında gereksinim duyulan yüksek miktarda fazla havanın (türbini etkileyecek sıcaklıktaki gaz sıcaklıklarından kaçınmak üzere) bir sonucudur. Ek ateşleme ile yakıt tüketiminde biraz artış meydana gelir , bununla birlikte buhar üretiminde de ciddi bir artış gözlenir. Gaz türbinli kojenerasyon sistemlerinde ek ateşleme kullanılması sıklıkla yapılan bir uygulamadır.

Bir gaz türbinli kojenerasyon çevriminde, güç çıkışı buhar enjeksiyonu vasıtasıyla artırılabilir. HRSG'de üretilen yüksek basınçlı buhar yanma odasına enjekte edilebilir, böylece türbindeki kütle akış oranı artış gösterir. Buhar enjeksiyonu, proses buhar talebini karşılama konusunda esneklik sağlar ve güç çıkışını %15 civarında yükseltebilir.



Şekil 2.3 Gaz Türbinlerinde Güç Üretim Aralıkları

Hava-tüketimli ve Endüstriyel gaz türbinlerinin güç üretimi verimlilik düzeyleri Şekil 2.3'te karşılaştırılmaktadır. Gaz türbinli kojenerasyon sisteminin genel verimliliği, ek yanma olmadan iyidir (%70-80). Bu değerler, ek yanma ile %83 ile %85 arasına taşınabilir. Sistem halen kazanları bulunan bir sisteme ısı geri kazanım uyarlayıcı olarak konduğunda mevcut kazanlardan kimi zaman faydalanmak da mümkündür. (Kehlhofer, 1999)

Reküperatörler, ısı talebi düşük olduğunda, gaz türbinli kojenerasyon sistemlerinin güç çıkışını yükseltmek üzere kullanılabilir. Reküperatör aslında yalnızca kompresörü terk eden havayı ısıtmak üzere kullanılan bir ısı eşanjörüdür. Türbinden çıkan buhar, HRSG'ye gitmeden önce, reküperatörden geçer ve böylece türbinden çıkan atık gaz içerisinde bulunan enerjinin bir kısmı reküperatörde kullanılır. Reküperatör bulunduran gaz türbinli kojenerasyon sistemi kimi zaman ısı değişim devresi olarak da bilinir.

2.3 Buhar Türbinleri

Buhar türbinleri kojenerasyon sistemlerinde, özellikle de endüstride ve bölgesel ısıtmalarda en sık kullanılan güç üniteleridir. Bu teknoloji, elektrik ile büyük oranda alçak ve yüksek basınçtaki buhara gereksinim duyan şeker ve kağıt fabrikalarında denenmiş ve kanıtlanmıştır. Kimi buhar türbini üreticileri 100 yılı aşkın bir süredir bu işi yapmaktadırlar ve birkaç kW'den 80 MW'ye kadar değişen ürünleri vardır. Yine de, 2 MW'nın altındaki türbinler, yakıtın ticari değer taşımadığı yerler dışında pek ekonomik olmaz.

Karşı basınçlı buhar türbini kullanan bir kojenerasyon sisteminde kazan, türbin, ısı eşanjörü ve pompa bulunur. Buhar türbininde, giriş yapan yüksek basınçlı buhar, daha düşük bir basınç seviyesine genleştirilir. Bu da yüksek basınçlı buharın termal enerjisini, nozüller vasıtasıyla kinetik enerjiye ve daha sonra da dönel kanatlarla mekanik güce dönüştürerek gerçekleşir. Türbin egzost sistemindeki ısı enerjisi daha sonra, bir ısı eşanjöründe, başka bir sıvı, su, hava vs.ye transfer edilir ve işlemler için gerekli ısıyı sağlar. Örneğin, ısı eşanjöründe ısıtılan hava, gıda işleme endüstrilerinde ürünleri kurutma amaçlı olarak kullanılabilir.

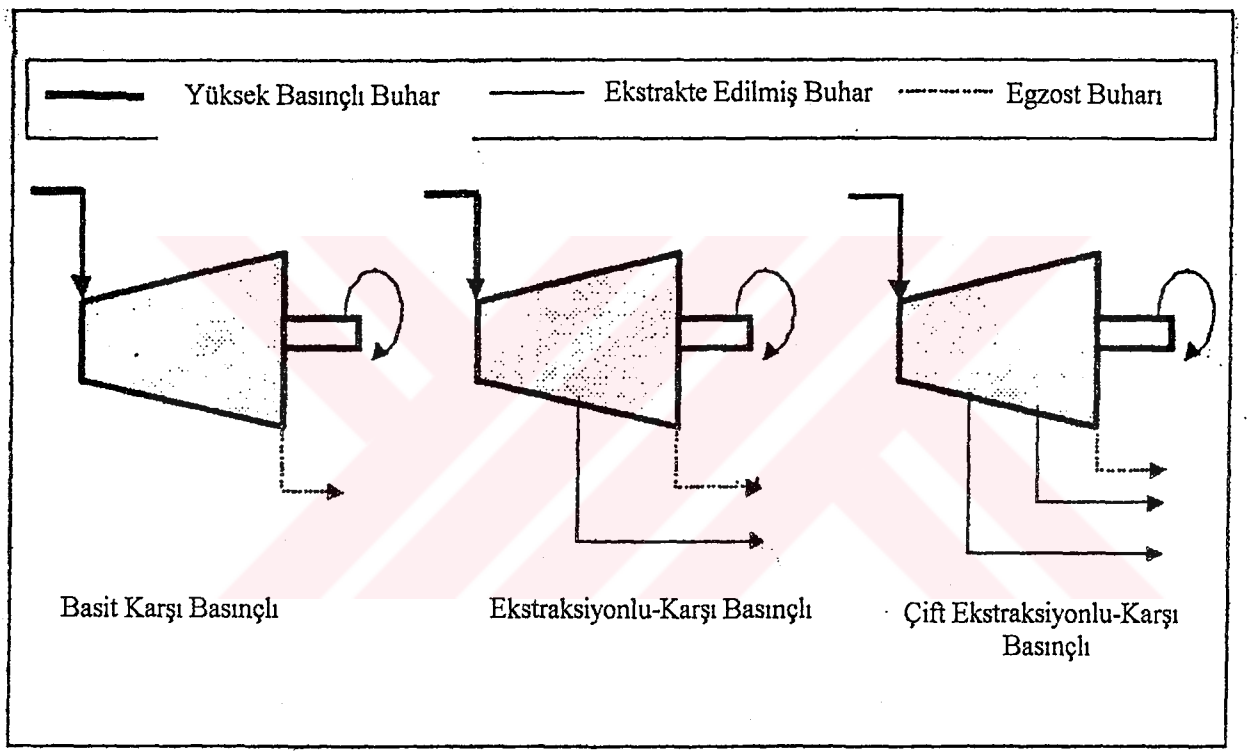
Proses buharının gereksinim duyulduğu basınç (veya sıcaklık) seviyelerine bağlı olarak,karşı basınçlı buhar türbinleri değişik konfigürasyonlar gösterebilirler. Bunların en bilindik türleri şekil 2.4'te gösterilmiştir. Ekstraksiyonlu ve çift ekstraksiyonlu karşı basınç türbinlerinde belli miktardaki buhar, belirli bir basınç seviyesine kadar genleştirildikten sonra türbinden çıkarılır. Bu çıkan buhar, buhar türbininin egzost basıncından daha yukarıda seyreden ısı taleplerini karşılar.

Karşı basınçlı buhar türbininin ısı-güç oranı daha yüksektir ve yine genel verimlilik düzeyi de daha yukarıdadır. Bunların yanında, karşı basınç türbinli kojenerasyon sistemleri, yoğuşmalı sistemlerine oranla daha az yardımcı ekipmana ihtiyaç duyar, bu da yatırım maliyetini düşürür.

Ekstraksiyon yoğuşmalı türbinleri, karşı basınçlı türbinlere oranla daha yüksek ısı-güç oranlarına sahiptir. Yoğuşmalı sistemlerde kondenser ve soğutma kuleleri gibi daha fazla yardımcı ekipmana ihtiyaç duyuluyor olsa da, elektriğe duyulan ihtiyaç buhar talebinden çok daha yüksek olduğunda ve yük talepleri değişken olduğunda elektrik enerjisi ve ısı talepleri daha iyi yakalanır.

Yeniden ısıtmalı çevrimde, buhar türbinden alınır ve genleşme boyunca kazanda yeniden ısıtılır. Yeniden ısıtma çevrimleri genel termal verimliliği artırır ve türbinde ısı ve buhar basıncı düşürülürken oluşabilecek nemi de yok eder. Buhar türbinleri aynı zamanda buharın türbinden alınıp kazan besleme suyunun önısıtmasında kullanıldığı rejenerasyon çevrimini de bulundurabilir.

Bir karşı basınçlı buhar türbinli kojenerasyon sisteminin verimliliği en yüksektir. %100 karşı basınç egzost buharı kullanıldığında, yeresiz kalan yegane noktalar dişli sürücüsü ve elektrik jeneratör kayıpları ile buhar üretimindeki yetersizliktir. Bu sebeple, yeterli bir kazan ile, sistemin genel termal verimliliği %90'a ulaşabilir. (UNESCAP, 1998)



Şekil 2.4 Karşı Basınçlı Buhar Türbinleri İçin Çeşitli Konfigürasyonlar

Ekstraksiyon-yoğuşmalı tip türbinli kojenerasyon sistemi için genel termal verim, karşı basınçlı türbin sistemine oranla düşüktür. Bunun temel sebebi, atık ısının kullanılamamasıdır (normal olarak su,soğutma devresinde kaybolur) yine de, ekstraksiyon-yoğuşmalı kojenerasyon sistemleri daha yüksek elektrik üretimine sahiptir.

Fosil yakıtlarında enerji üretimi için kullanılan teknikler iyi düzenlenmiştir ve yerleşmişlerdir. Alternatif yakıtlardan daha iyi faydalanabilmek üzere teknolojik kısıtlamaların üstesinden

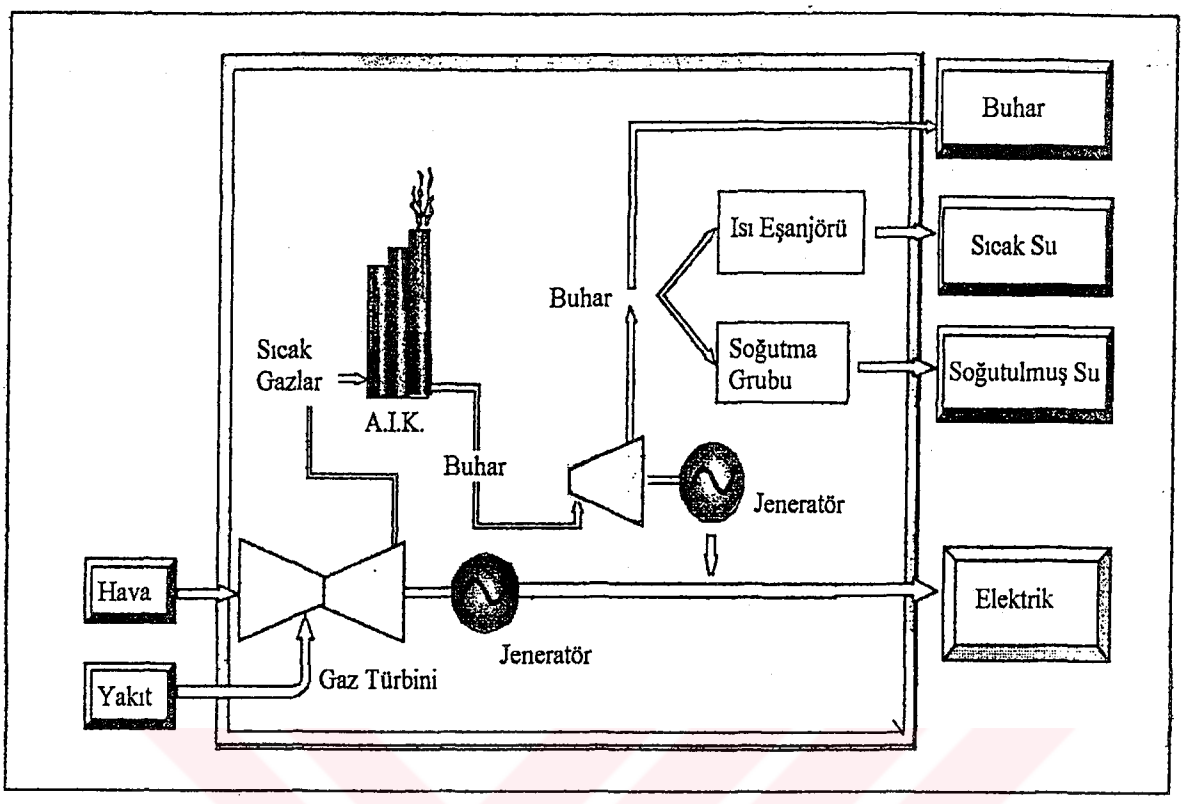
gelebilmek için, yakıtların karakteristiklerini belirlemeye yönelik çabalar söz konusudur. Tarımsal – endüstriyel atıkların fiziksel özellikleri belirgin değişiklikler gösterebilir ve dönüştürme verimini etkileyebilir. Teknolojik gelişmelerin söz konusu olduğu kimi alanlar arasında yakıt depolanması, yanma sistemleri ve kirliliği engelleyici ekipmanlar bulunur.

Yakıt depolanması ve dönüşümü, tesisin uygun işletimi açısından önemlidir. Biyokütle atıklarının saklanması özellikle yakıt granüllerinin özelliğine ve nem içeriğine bağlıdır. Katı atıklar, parçalama ve ezme yoluyla homojen kütlelere dönüştürülebilir. Kurutma yoluyla nem miktarının azaltılması iki belirgin avantaj sunar: yakıt ısıl değerlerinde artış ve saklama esnasında fermantasyona bağlı oluşan yakıt kaybında düşüş. Piyasada değişik yakıt türleri için saklama, kurutma ve depolama konusunda uygun teknolojiler mevcuttur.

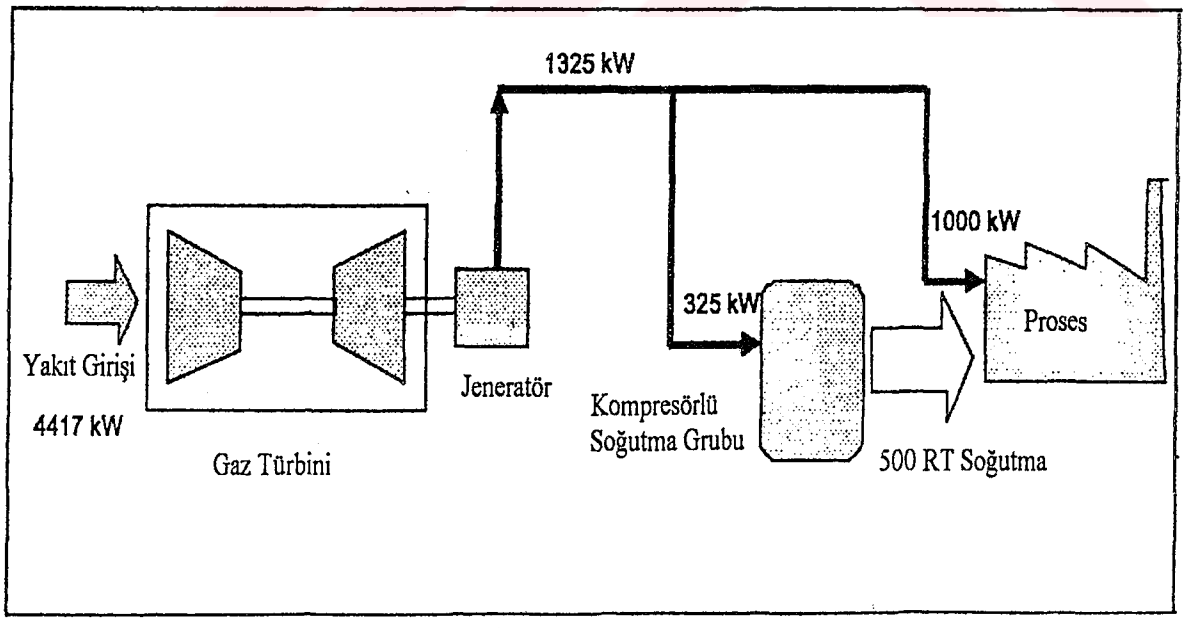
Alternatif yakıtlar kullanan yanma sistemlerinin seçimi, ünite büyüklüğü, gerekli enerji, yakıt özellikleri vs. gibi parametrelere dayanır. Ocaklı sistemler (Hollanda fırın tipi veya serpmeli stroklar) sundukları esneklik sebebiyle yaygın bir şekilde kullanılıyor olsa da, süspansiyonlu brülörler ve akışkan yataklı yanma odaları yüksek dönüşüm yeterlilikleri ve çevresel limitleri karşılamadaki ileri performansları ile ortaya çıkmaktadırlar. Süspansiyonlu brülörlerde kül, atık gazlarla birlikte dışarıya çekilir veya ocak zeminine düşer. Akışkan yataklı yanma odaları, yanmayı daha iyi kontrol eder ve enerjiyi absorbe etmeye müsait bir iç malzeme kullanır, böylece yakıttan gerçekleşen ısı transferi maksimize edilir. Bu üniteler oldukça düşük kalorifik değerli yakıtları yakabilmektedirler. Modern ocak tasarımları kademeli yanma ve hava-yakıt oranını iyi bir şekilde kontrol imkanı sunarlar. (Kehlhofer, 1999)

2.4 Trijenerasyon ve Buhar Absorpsiyonlu Soğutma

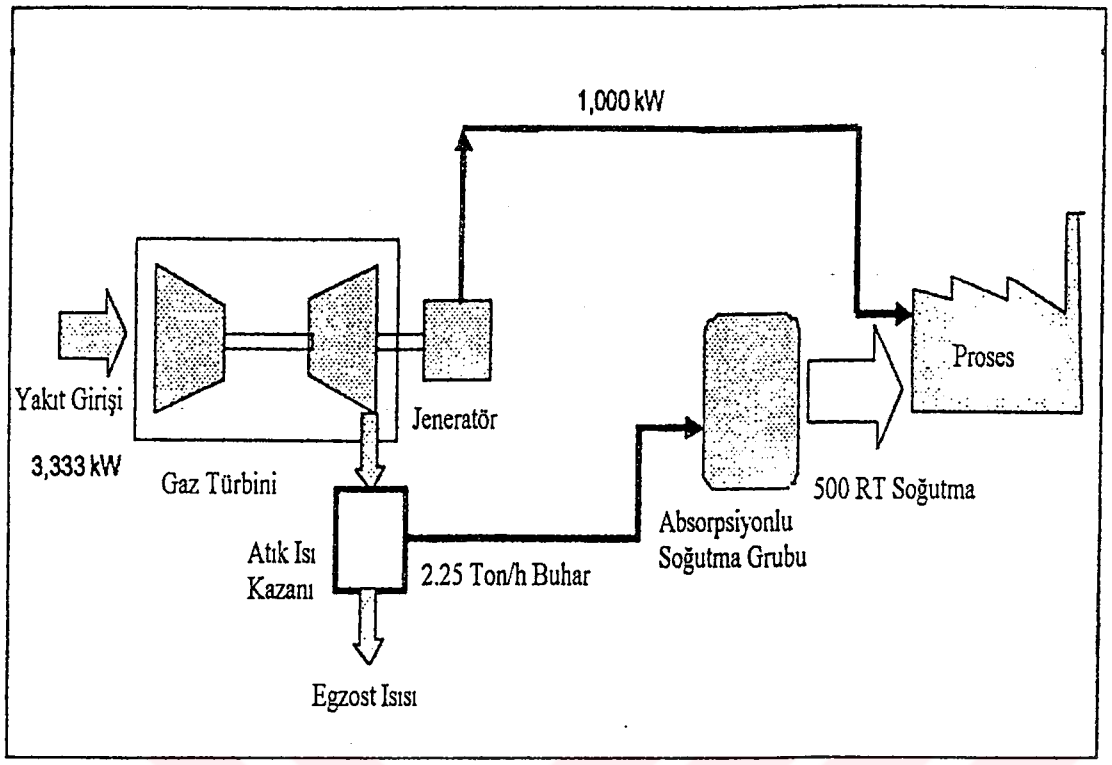
Trijenerasyon, ana enerji kaynağından üç farklı formda enerji üretmeye verilen isimdir: ısıtma, soğutma ve güç üretimi. CHCP olarak da adlandırılan bu seçenek (kombine ısıtma, soğutma ve güç jenerasyonu) soğutmanın yanında ısıtma şeklinde de enerjiye ihtiyaç duyulan alanlarda büyük işlevsel esneklik sunar. Bu , özellikle binaların klimaya ve bir çok endüstrinin de soğutma işlemine gereksinim duyduğu sıcak ülkelerde söz konusudur. Normal bir trijenerasyon sistemi, bir kojenerasyon düzeneği ve kojenerasyon sisteminden elde edilen ısının bir kısmını kullanarak soğutma yapan bir buhar absorpsiyonlu soğutucu bulundurur. (Şekil 2.5)



Şekil 2.5 Gaz Türbini Bazlı Trijenerasyon Tesisinin Şeması



Şekil 2.6 Güç Üretimi ve Elektrikli Soğutma Tesisi Şeması



Şekil 2.7 Güç Üretimi ve Absorpsiyonlu Soğutma Sistemi Şeması

Soğutma her nekadar elektrikle çalışan normal buhar sıkıştırmalı soğutucularla gerçekleştirilebilse de, düşük kaliteli ısı enerjisi (örn. Düşük sıcaklık, alçak basınç) kojenerasyon ile elde edilerek, absorpsiyonlu soğutucuları tahrik edebilir, böylece genel enerji tüketimi azalır. Absorpsiyonlu soğutucular son zamanlarda, yalnızca kojenerasyon sistemleriyle entegre olabilme özelliğiyle değil, endüstriyel atık ısı kaynağıyla da çalışabilme özellikleriyle son zamanlarda yaygın bir şekilde kabul görür olmuştur. Güç üretiminin ve absorpsiyonlu soğutmanın faydaları, bu sistemi, geleneksel buhar sıkıştırmalı sistem kullanan bir güç üretim sistemiyle kıyaslayan aşağıdaki örnekten anlaşılabilir. (Langreck, 1999)

Bir fabrika, 1MW elektrik ve 500 ton soğutmaya (RT) ihtiyaç duymaktadır. İlk olarak, işlemler için ve klasik buhar kompresörlü soğutucu için gerekli elektriği üreten gaz türbinini hesaba katalım. 0.65 kW/RT'lik bir elektrik gereksinimi olduğunu varsayarsak, kompresörlü soğutucu , 500 RT'lik soğutma yapabilmek için 3.25 kW elektriğe ihtiyaç duyar. Yani, bu fabrikaya 1325 kW elektrik sağlanmalıdır. Eğer gaz türbininin %30 verimliliği varsa, primer enerji tüketimi 4417 kW olacaktır. Bu sistemin şematik olarak Şekil 2.6'da gösterilmiştir.

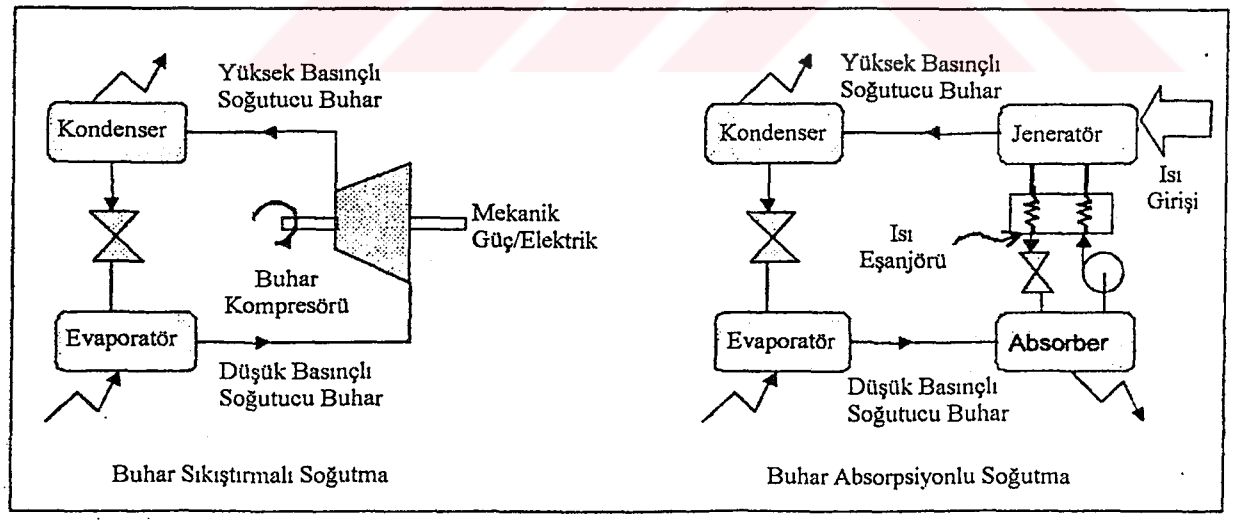
Ancak, absorpsiyonlu soğutucuya sahip bir kojenerasyon sistemi, yalnızca 3,333 kW primer enerji tüketerek aynı enerjiyi üretebilir (güç ve soğutma) . Bu sistemin şeması Şekil 2.7'de sunulmuştur.

Kolaylıkla görülebilir ki, bir absorpsiyonlu soğutucu kullanan kojenerasyon sistemi, buhar sıkıştırmalı soğutucu+güç üretim sistemine oranla yaklaşık %24.5 primer enerji tasarrufu sağlar. Bunu da ötesinde daha küçük bir güç ünitesi, yalnızca düşük sermaye maliyeti değil, aynı zamanda sistem arıza yaptığında daha düşük standby masrafı da sağlar, çünkü soğutucu için gerekli buhar, atık ısı kazanının yardımcı ateşlemesi ile sağlanır.

Sıcak ülkelerde bir çok endüstri ve ticari bina kombine güç ve ısıtma/soğutmaya gereksinim duyduğundan, absorpsiyonlu soğutmaya sahip kojenerasyon sistemleri, endüstriyel ve ticari uygulama için oldukça yüksek potansiyellere sahiptirler.

2.4.1 Absorpsiyonlu Soğutucuların Genel Çalışma Prensibi

Buhar sıkıştırmalı soğutucu gibi (VCC), buhar absorpsiyonlu soğutucu (VAC) , soğutulacak yere konan evaporatörde ısıyı çeker ve bu ısıyı kondenserde uzaklaştırır. Ancak, VAC tahrik kaynağı olarak bir ısı kaynağı kullanırken,VCC aynı iş için mekanik güce veya elektriğe



Şekil 2.8 Buhar Sıkıştırmalı ve Absorpsiyonlu Soğutma Çevrimlerinin Kıyaslaması

ihtiyaç duyar. Şekil 2.8,VCC ve VAC'nin şemalarını göstermektedir.

VAC'nin gelişmiş versiyonu genellikle çift kademeli tip olarak bilinir ve buhar fazındaki soğutucu maddeyi ekstra bir ısı kaynağı olarak kullanacak şekilde tasarlanmıştır. Generatör yüksek ve alçak sıcaklık kısımlarına ayrılmıştır. Yüksek sıcaklık generatöründe üretilen soğutma buharı gizli ısısını düşük basınçta çalışan düşük sıcaklık generatöründeki soğutucu açısından kısmen zengin solüsyona verir. Böylece soğutucu maddenin düşük kaynama noktası yakalanmış olur. Bir çift kademeli VAC'ın enerji tüketimi, aynı soğutma etkisinin yaratılması için, tek efekt VAC'ınkinin neredeyse yarısına eşittir. Buna ilaveten, kondenserde açığa çıkan ısı azaltılmıştır, böylece daha küçük bir kondenser ve soğutma kulesi gerekecektir. Absorpsiyonlu soğutucuların performansları büyük oranda, çalışan soğutucu madde-absorbent madde çiftinin termal-fiziksel özelliklerine dayanır. Amonyak-su (NH_3-H_2O) ve lityum bromid-su (LiBr-H_2O) uzun süre absorpsiyonlu soğutucularda ticari olarak kullanılmışlardır. Tek kademeli bir LiBr-H_2O absorpsiyonlu soğutucu, 1 ton soğutma sağlamak için 90°C'de 0.8 m^3 /h buhar veya 1,5 bar'da 8,3 kg/h buhara ihtiyaç duyar. Öte yandan, çift kademeli soğutucu yalnızca 4.5 kg/h buhar ister, ancak burada 6-8 barlık daha yüksek bir basınç gereklidir. (Langreck, 1999)

2.5 Bölgesel Isıtma / Soğutma Şebekesi

Tek tek binalar ve sanayii tesisleri, kojenerasyon sistemleri kurarken, büyük ölçekli kaynaklar ayırmayabilirler ve enerji talep türlerinin değişkenliği dolayısıyla tasarım parametrelerini optimize etmek de daima mümkün olmayabilir. Bu gibi durumlarda, bir birini tamamlar özellikteki değişken yük taleplerine sahip birden fazla kullanıcı grubuna hizmet edecek bir tesis geliştirilmesi düşünülebilir. İnşaat sektöründe , örneğin, ofisler gün boyunca aktiftir, oysa, oteller geceleri daha büyük bir yükle karşı karşıya kalabilir. Bu iki yük bir araya getirildiğinde, küçük ölçekli bileşik karma bir eğri elde edilebilir. (Zieger, 1997)

Öte yandan, birden çok binayı ve endüstriyi, farklı enerji hizmetlerini karşılamak üzere gruplandırmanın çeşitli sebepleri vardır. Örneğin:

- Daha büyük bir kojenerasyon sistemi ve bununla bağlantılı olarak büyük ölçekli ekonomiler
- Bireysel sistemin uygun olmayacağı kullanıcılar için sistem büyütme
- Genel üretim veriminde artış
- İleri derecede emniyet ve hizmetlere ulaşım oranlarının artışı

- Bakım personelinin istihdamı ve ana güç maliyetinde düşüş
- Kullanıcı binalarında mekanik oda alanlarından tasarruf
- Daha rekabetçi fiyatlarla yakıt alımı
- Elektrik sistemine güç alım/satımı için daha iyi uzlaşım gücü

Ancak, bölgesel ısıtma/soğutma konusunda bir kısım handikaplar da söz konusudur. Bunların arasında en önemlisi, sistemin yüksek sermaye maliyetleridir. Buhar/sıcak su ve soğutulmuş su transferi ve dağıtımı masrafları da yüksek olabilir. Merkezi sistemlere yerleştirilen farklı malzemelerin miktarının düşüklüğü sebebiyle bu tip tesislerde sermaye yatırımı maliyeti , tek tek binalar için gerekli olacak rakamla kıyaslandığında, %10-20 oranında düşürülebilir. Burada merkezi olmayan sistemlerde gerek duyulmayan, boru dağıtım şebekesi maliyeti de hesaba katılmıştır. Örneğin, Paris'te bir bölgesel soğutma şebekesi toplam alanı 1 milyon kilometrekareyi geçen ofisler, gösteri merkezi, alışveriş merkezi ve bir müzenin ihtiyaçlarını karşılaması için, toplam 25,500 RT'lik 3 soğutma sisteminden oluşmuştur. Merkezi olmayan şebekeler, yaklaşık toplam 34,100 RT'lik bir kapasitenin kurulmasına gereksinim duyacaktır. Bölgesel soğutma şebekesi böylece düşük değerlerle kurulmuş soğutma kapasitesi sayesinde yatırımın 8 milyon dolar tasarruf etmesini sağlamıştır. (Merrill, 1983)

2.6 Paket Tip Kojenerasyonun Evrimi

Kojenerasyon sistemleri, geleneksel olarak müşterinin gereksinimlerine göre sipariş edilip tesis sahasında monte edilen farklı parçalardan oluşmaktadır. Bunlar çoğunlukla termal enerji ihtiyaçlarını karşılar. Minimum güç üretim kapasitesi, pazardaki sınırlı sayıdaki mevcut ürüne bağlı olarak , birkaç MW düzeyindedir. Bunun sebepleri arasında:

1. kWe başına yatırım, küçük birimler için belirgin bir şekilde yüksektir.
2. Küçük ve orta ölçekli yatırımların sınırlı finansman imkanları
3. Çevre düzenlemelerine uyum göstermek üzere küçük işletmelerin gereksinim duyduğu ek yatırım.
4. Sistemin tamamı için garanti imkanlarının yetersizliği,

sıralanabilir.

Raf ürünleri olarak paketlenen kojenerasyon ünitelerini içeren modüler kavramın tanıtımı ile trendler belirgin bir şekilde değişmiştir, ve bunların performansları, elektriksel yada termal, tüm sistemin ve arabirimlerinin tasarımının tek sorumlusu olan bayiler tarafından garanti edilir. Bu da, 1 MW'dan daha düşük güç üretim kapasitesine sahip kojenerasyon tesislerinin yaygın tanıtımına imkan sağlamıştır. Bunların birçoğu, elektrik şebekelerinin ucunda yer alan tesislerde ve güvenilir, kesintisiz güç elde etme problemiyle karşı karşıya olan tesislerde benimsenmiştir. Bunun yanında, doğal gaz şebekesinin yaygınlaşması, şehirleşmiş alanlarda düşük kapasiteli gaz motorlarını çevresel düzenlemeleri çiğnemeden kullanma imkanı sunar. Örneğin, yalnızca Hollanda'da, 2500'ün üzerinde tesis, 100 ile 300 kW arasında kurulmuştur. Bunların arasında en önemli müşteriler; hastaneler, kamu binaları, spor merkezleri, eğitim kurumları, ticari binalar, küçük ve orta ölçekli girişimler vs.'dir. (Merrill, 1983)

1 MWe'den daha düşük kapasiteye sahip, tipik bir modül, tek parça, birleşik ve paketlenmiş haliyle aşağıdakilerden oluşur:

- Mekanik enerji üretimi yapacak motor
- Elektrik çıkışı için alternatör
- Termal enerji üretimi için atık ısı geri kazanım birimi
- Yanma ürünlerini tahliye edecek birim
- Kontrol sistemi, elektriksel koruma ve düşük voltaj bağlantı kutusu
- Ses yalıtımı

Bu modüller, oldukça az yapısal veya mühendisliği ilgilendiren iş ile birkaç gün içerisinde kurulacak şekilde tasarlanmışlardır. Bunun yanında, parçalar uygun bir şekilde yerleştirildiğinde, tüm sistem için yüksek oranda verimlilik garanti edilmektedir. Bu kojenerasyon tesislerinin bazıları, proses ve mahal soğutma ihtiyaçları olan yerler için "trijenerasyon" amaçlı olarak da tasarlanmışlardır.

Paket tip tesis ünitelerinin popülerliği, yüksek verimleri ve sistemin emre amadeliği ile bağlantılıdır. Üreticiler, genel verimleri %84-92 arasında seyreden (mekanik verimleri %30-35 civarında seyredecek şekilde) ve emre amadelikleri %95 oranında olan kojenerasyon sistemleri sunmaktadırlar. Bunların performansları arasındaki değişiklikler, ana güç ünitelerinin bir fonksiyonudur. Ayrıca, ısıya ihtiyaç düzeyi ve ısı geri kazanım aparatlarının kalitesi de bu konuda etkendir.

Paket tip kojenerasyon tesisleri, kesintili operasyonlar ve değişken yükler için fevkalade uygundur. Nominal güç, başlangıcı takip eden birkaç saniyeden sonra (genellikle 90 saniye) ortaya çıkar ve yükleme de verimde fazla bir düşüşe sebebiyet vermeden %50-100 oranında ayarlanabilir. Ünite ses yalıtımlı koruyucuya yerleştirildiğinde, ses düzeyini de 1 metrede yalnızca 65 dB'e indirebilir.

Yetkili satıcı, zamansız arızalar dışında, uzun süreli çalışmayı garanti edecek, iyi tanımlanmış bir bakım takvimi sunar. Birden çok uygulama için, aynı ana güç ünitesinin kullanımı, düşük fiyatlarla ve çok kolay bir şekilde yedek parça bulunmasını sağlar. Bakımı iyi yapılmış bir kojenerasyon ünitesi, 60,000 saatin üzerinde bir ömre sahiptir. Küçük ölçekli motor bazlı ünitelerin bakım ücretleri, 600 kW'ı aşan kapasitelere sahip ünitelerle kıyaslandığında hala göreceli olarak yüksektir. (Merrill, 1983)

2.7 Atık Gaz Isı Geri Kazanımında Yenilikler

Pistonlu motorun veya gaz türbininin egzostunda bulunandan daha fazla termal enerjiye ihtiyaç duyan tesislerde, oksijen yönünden zengin egzost gazlarına ek yanma uygulanması gibi bir opsiyon vardır. Bu sebeple, ya güç ünitesi için gerekli olan yakıt yada buna alternatif olan daha ucuz bir yakıt kullanılabilir. Son yıllarda, yeni tip brülörler tasarlanmıştır. Bunlar tesisin değişken termal enerji ihtiyacını karşılamak üzere verimli bir şekilde kullanılabilirler.

"GRC İndüktör" tipi brülörler, EGCI Pıllard tarafından, gaz türbininden çıkan gazı (500 °C'de ve %13 Oksijen içerikli) oksitleyici hava olarak kullanarak sıvı veya gaz yakıtların yakılması için özel olarak tasarlanmışlardır (UNESCAP, 1998). Atık ısı kazanının girişinde yer alarak, gaz türbininin egzost gaz sıcaklığını artırmaya yardımcı olur ve böylece kojenerasyon sisteminin de genel verimi arttırılmış olur. Gaz türbininin çalışmadığı durumlarda, bu brülörler çevreden gelen soğuk havadan faydalanarak, buhar üretimini sağlayabilirler. Brülör başına ısı çıkışı 4 ile 50 MW arasında değişebilir.

Bu brülörler, sıvı yakıtlarda (hafif ve ağır fuel oil, artık yağ) olduğu gibi, doğal gazda da aynı olumlu etkiyi gösterir veya simültane karışık modda da işlev görebilir. Sıkıştırılmış hava, sıvı yakıtın iyice pulverize edilmesini temin eder. GRC LONOxFLAM teknolojisine dayalı tasarım, mükemmel alev sabitliğini, ihmal edilebilir basınç düşüşlerini ve düşük yanmamış

maddeler ile NO_x emisyonlu muhteşem bir yanma sağlar; böylece, kanunlarda düzenlenen çevre kirliliği limitleri dahilinde hareket edilmiş olur. Kazanda bir yanma bölgesi olduğunda, atık gazdaki oksijen oranını, verimliliği daha da arttırmak üzere %3-4 oranında düşürmek de mümkündür. Tabii, bu durumda, zararlı atıkların emisyonu da normların altında tutulmuş olacaktır. (UNESCAP, 1998)

Soğuk ortam havası ile çalışması için kontrol kapakçıkları, ısı geri kazanım kısmının bir bölümünü kapatır. Ağır fuel oil kullanıyorken, emisyonları sınırlamak üzere, uygun bir ayarlamaya ihtiyaç duyulur. Sistemin ana özelliklerinden biri de, hızlı bir şekilde demonte edilme olanağıdır. Böylece, çalışma esnasında, brülörleri değiştirmek gerektiğinde, tüm iskelet 15 dakika içerisinde yanal olarak açılabilmektedir.

2.8 Kojenerasyon Teknolojileri Üzerine Araştırma ve Geliştirmeler

Gaz türbinleri ve dizel motorların verimlerinde sürekli bir artış söz konusudur. Büyük ölçekli bir gaz türbini giriş havasının sıcaklığı 1350 °C'ye yükselmiştir ve yakın gelecekte bunun 1500 °C'yi bulması bekleniyor. Gaz motorlarının termal verimi de basınç oranı ve ön-oda yanma teknolojilerinin uygulanmasına bağlı olarak artmaktadır. Bu gelişmeler , temel olarak, soğutma, ısıl dayanım malzemeleri, turbo makineler ve yanma teknolojilerindeki ilerlemelere bağlı olarak gerçekleştirilmiştir.

2000 yılında verim konusunda daha süratli gelişmeler elde etmek için çeşitli projeler sürdürülmektedir. Bunlar arasında, seramik bilimiyle ilişkili gelişmiş teknolojiye ihtiyaç duyan seramik gaz motoru ve gaz türbini gösterilebilir. Kavramı kanıtlamak için, örneği olmayan bir giriş ve çıkış zamanlaması mekanizmasına sahip olan Miller çevrimi geliştirilmektedir. Bu şekilde çevrim, elektrik üretim verimini %35 in üstüne çıkarmaktadır.

Bir seramik gaz motorunda seramik, gelişmiş bir yanma sağlamak için yanma odası malzemesi olarak kullanılır. Termosun yapısına benzer şekilde, yalıtımı arttırmak üzere hava boşluğu bırakılmış ve seramik ile metal parçalar arasında düşük ısı iletkenliğine sahip contalar konmuştur. Yanma odasının duvar sıcaklığının 1000 °C'nin üzerinde kalması sağlanır ki bu da yanan gaz ile duvar arasındaki ısı transferini azaltmaya yardımcı olur. Böyle bir yapı, soğutma sistemine duyulan gerekliliği ortadan kaldırır ve motoru da oldukça az yer kaplayan bir hale sokar. Yüksek verim, hem dizel çevrimli yanma hem de ısı yalıtımı sonucu elde

edilen egzost enerjisinin geri kazanıldığı ve bir ultra hız jeneratörü ile yüksek verimli bir çeviriciden oluşan turbo bileşik sistem tarafından elektriğe çevrildiği enerji geri kazanım ünitesi sayesinde elde edilir. Seramik gaz türbininde ise hedef %42 ve daha fazla verime sahip olan üniteleri geliştirmektir. (Waukesha Power Systems Inc, 1996)

Bir Otto motorunun ısıl verimi, azami yanma ısısı ile egzost gazı ısısı arasındaki farkın bir fonksiyonudur. Bir motordaki azami yanma ısısı, yüksek bie sıkıştırma oranı ile artarken, egzost gazı sıcaklığı da düşük genleşme oranıyla düşer. Ancak Otto motorunun sıkıştırma ve genleşme oranları aynı olmakla birlikte motor, vuruntuya engel olmak için düşük sıkıştırma oranlarıyla çalışmaya ayarlanabilir. Miller çevriminde, giriş zamanlaması ayarlanarak, genleşme oranı sıkıştırma oranından daha büyük bir şekilde set edilebilir. Bu da, düşük egzost sıcaklığına bağlı olarak , hem daha yüksek dayanıklılık hem de daha yüksek verim sağlar.

Gaz enjeksiyonlu dizel motor, bu durumda %45'lik elektrik verimine ulaşır, ki bu da ticari gaz motorları arasında en yüksek değerdir. Motor artık pilot yakıta ihtiyaç duymamaktadır ve silindirin içerisine 25 Mpa'da ateşlenen doğal gazın ateşlemesinde kullanılan bujilere de gerek kalmamaktadır. (UNESCAP, 1998)

Yine seramik malzemelerin mükemmel özelliklerinden faydalanmak için ve %50'lik verimlere ulaşmak için, katı oksitli yakıt hücrelerinin geliştirilmesine dair AR-GE çabaları da sürmektedir. Bu teknolojiler, ticari özellik kazandıklarında, kojenerasyonun teşviki de, enerji tasarrufu ve çevreyle dost bir teknoloji olarak daha büyük bir yükseliş gösterecektir.

2.9 Kojenerasyon ve Çevre

Kojenerasyonun yüksek verimi ve yakıtın olumlu kullanımı, ortaya çıkan CO_2 oranında önemli bir düşüşü garanti eder. Ancak, kojenerasyon atmosfere CO, SO_2 ve NO_x gibi gazların çıkışını sağlar. Bu kirletici gazların her birinin miktarı, büyük oranda kullanılan yakıt türüne ve işletmedeki kojenerasyon teknolojisinin özelliklerine bağlıdır.

CO, tamamlanmamış yanma sonucu ortaya çıkan zehirli bir gazdır ve hava- yakıt oranlarının kontrollerinin yeterli bir düzeye taşınması ile ihmal edilebilecek düzeye kadar azaltılabilir. SO_2 ise, kömür veya fuel oil gibi kükürt içeren yakıtların yanmasıyla ortaya çıkan asidik bir

gazdır. Bu gaz doğada asit yağmuruna sebep olur. Gazdaki SO_2 , yoğunlaşma sıcaklığının altına düşürüldüğünde, kükürt içerikli atık gazlar atık ısı geri kazanım ekipmanlarındaki korozyonun ana sebebi haline gelir. NO_x, yakıtın yanması sonucu ortaya çıkan azot oksitlerle havanın bir karışımıdır ve yapısı, hava yakıt oranı, yanma sıcaklığı ve yanma süresi ile tanımlanan yanma şartlarının bir fonksiyonudur. Bu gaz da asit yağmuruna sebep olur ve atmosferde bir kısım kimyasal reaksiyonlar geçirdikten sonra ozon ve sis ile sonuçlanabilir.

Süratli bir gelişim gösteren teknolojiler, temel yakıt olarak doğal gazı kullanan ateşlemeli ve sıkıştırmalı yanma motorları ile gaz türbinlerine dayalıdır. Pratik olarak doğalgaz, kükürt, azot içermediğinden ve toz partiküllerinden arınmış olduğundan, fosil yakıtlar arasında en temiz olanı olarak kabul edilir. Yine de NO_x emisyonu, özellikle yüksek sıcaklıklarda çalışan ana güç üniteleri için daha yüksektir. (Koçak, 1998)

Yanma odalarının uygun tasarımı ve alev karakteristiğinin kontrolü, motor ve türbinlerde NO_x oluşumunu azaltır. Motor tasarımı tek başına NO_x oluşumunu ortadan kaldıramaz, bunun yanında NO_x emisyonunu azaltma çabaları, güç çıkışı ve verimi olumsuz etkilerken, CO emisyonunda da artışa sebep olabilir. Bu sebeple,katalitik indirgeme sistemlerine dayalı egzost NO_x azaltma teknolojileri oldukça düşük bir emisyonu mümkün kılmalıdır.

2.9.1 Gaz Motoru

Gaz motorlarında emisyon azaltmaya yönelik teknik seçenekler arasında optimal yanma prosesi ve baca gazı temizleme gösterilebilir. Fakir yanma teknikleri, doğal gazı yakıt olarak kullanan kendinden yanmalı motorlar için kullanılır. Aşırı yük basıncı ve hava fazlalığında, (genellikle %35-60) NO_x emisyonu, sanayileşmiş ülkelerin koyduğu standartların altına , 200 mg/m^3'e çekilebilir.

Baca gazı, üç yönlü bir katalist ile temizlenebilir; isminden de anlaşılacağı üzere NO_x, CO ve hidro karbon emisyonları azaltılır.Bunun verimli bir şekilde gerçekleşmesi için, hava yakıt oranı ve ateşlemenin uygun olarak kontrol altında tutulması yoluyla, sabit bir NO_x- CO oranı yakalanmalıdır. (UNESCAP, 1998)

2.9.2 Gaz Türbini

Gaz türbinlerinden NO_x emisyonunu ortadan kaldırmanın en çok kullanılan 3 yolu; su veya buhar enjeksiyonu, kuru ve düşük NO_x li brülörlerin kullanımı ve seçici katalitik azaltımıdır.

Su veya buhar enjeksiyonu, türbindeki yüksek kütle akış oranına bağlı olarak güç çıkışını yükselten, yerleşmiş tekniklerdir. Bunlar aynı zamanda alev sıcaklığını ve oksijenin kısmi basıncını da düşürmede faydalı olurlar. Böylece NO_x oluşumuna engel olunur. Bu metodla gaz türbininin performansına etki etmeden NO_x oranının düşürülmesinin de bir üst sınırı vardır. Belirli bir su ve buhar enjeksiyonu oranının üzerine çıkıldığında, CO oluşumunu ve yanmamış hidro karbon emisyonuna yol açan daha büyük alev dengesizliği söz konusudur,

Daha modern gaz türbinleri, su iyileştirme ve basınçlandırma veya yüksek kalitede buhar üretimi masraflarından kaçınmak için, kuru ve düşük NO_x sistemlerini, su veya buhar enjeksiyonuna tercih ederler. Yakıt aleve püskürtülmeden önce, bir karışım odasında yanma havasıyla homojen bir karışım oluşturacak şekilde karıştırılır; ki bu da pik alev sıcaklığında düşüş sağlar ve daha az NO_x oluşumuna olanak tanır. Bu tip sistemler, büyük yüklerle etkili olurlar ancak kısmi yüklerle pek iyi çalışmazlar. Kojenerasyon sisteminin geniş operasyon şartları aralığına sahip olduğu durumlarda durumlarda, alevi düşük yüklerde sabit kılmak için küçük bir difüzyonlu pilot alevi bulunduran düşük NO_x li karma bir brülör tasarımı devreye girer.

Katı çevre standartlarının uygulandığı yerlerde, seçici katalitik çeviriciler baca çıkışı tekniği olarak kullanılabilirler. Azaltıcı bir öğe, ki bu çoğunlukla amonyaktır, bir katalistin olduğu durumlarda; ki bu da genellikle vanadyum oksittir; NO_x'i azot veya suya dönüştürmek için kullanılır. (UNESCAP, 1998)

2.9.3 Buhar Türbini

Buhar türbinli kojenerasyon sistemlerinde, kükürt ve azot oksit emisyonları, fuel oil yakan kazanlarda önemlidir; oysa partiküller ve azot oksitler, odun yakan kazanlarda göz önünde bulundurulmalıdırlar.

Kazanlar göz önüne alındığında, teknolojik olarak gelişmiş ekipman, giderek önem kazanan çevre koruma kurallarına uymak için geliştirilmektedir. Bu gelişmelerden önemli bir tanesi yanmamış gazların tümden yanmasının gerçekleştiği ikinci bir yanma odasının kullanımıdır. Yanma parametrelerinin uygun araçlarla daha olumlu bir şekilde izlenmesi, operatörün yanmayı daha iyi bir şekilde düzenlemesini sağlar.

Kazan sistemlerinde çoğunlukla dört tip emisyon kontrol aygıtı kullanılmaktadır: elektrostatik çökeltme, kumaş filtreler, multi tüplü siklonlar ve ıslak temizleyiciler. Kireç, magnezyum oksit gibi kimyasallar, baca gazı desülfürizasyonu için kullanılır. Buhar türbinli çevrimlerde NO_x emisyon azaltımı için kullanılan teknikler, düşük NO_x li brülörler, seçici katalitik redüksiyon, baca gazının tekrar dolaşımı, amonyak enjeksiyonu vs. dir. (UNESCAP, 1998)

3. ABSORPSİYONLU SOĞUTMA

3.1 Absorpsiyonlu Soğutmanın Genel Özellikleri

Absorpsiyonlu Soğutma Makinaları ısıyı enerji kaynağı olarak kullanan makinalardır ve ticari olarak hem tek- kademeli sistem (yani 149 C ye kadar sıcak su veya 103 kPa'a kadar düşük basınçlı buhar kullanabilen sistem) olarak hem de daha verimli olan çift-kademeli sistem (yani yaklaşık 792 kPa basınçta buhar kullanabilen sistem) olarak mevcuttur. Çift kademeli soğutma makinaları motor egzost gazları ile veya direkt olarak bir brülörde doğal gaz yakılarak çalışırlar. Daha verimli olan üç- kademeli soğutma makinaları da henüz geliştirilme aşamasındadır. (Aydoğdu, 2001)

Tipik tek-kademeli absorpsiyon çevriminde soğutucu olarak su ve absorbent olarak Li-Br kullanılır. 0°C donma noktasına sahip suyun soğutucu olarak kullanımı, absorbent tarafından verilen sıcaklığı 0°C den daha yükseğe çıkarır. Daha düşük sıcaklıklar gerektiği zaman, aynı absorpsiyon çevrimi soğutucu olarak amonyak ve absorbent olarak su ile çalışabilir. Temel LiBr-Su çevrimi aşağıda açıklandığı gibidir:

- Isı, çevrime generatörde verilir. Generatörde, yüksek konsantrasyondaki LiBr ve su solüsyonu ısıtılır, soğutucu (su) kaynar. Generatörü terkeden su buharı yüksek sıcaklıkta ve basınçtadır.

- Isı çevrimden kondanserde çekilir. Kondanserde, yüksek sıcaklıktaki ve basınçtaki soğutucu (su buharı) sıvılaşır. Hem generatörde soğutucuya verilmiş olan buharlaşma ısısı hem de soğutma yükünden çekilmiş olan ısı, bir soğutma kulesinde atılır. Absorpsiyonlu soğutma makinaları için soğutma kulesi yükleri, elektrik motoru tahrikli mekanik soğutma makinalarınkinden daha fazla olma eğilimindedir. Bu da sistemin sermaye yatırımını yükseltir. İşletme maliyetleri de yüksek pompalama ve su maliyetlerinden etkilenirler.

- Isı, soğutma yükünden evaparatörde çekilir. Evaparatörde düşük sıcaklıktaki soğutucu, yük soğutucu boru demetinin üstüne püskürtülür. Evaparatördeki soğutucu buhar basıncı çok düşük tutulur (Tipik olarak yaklaşık 68,9 Pa veya daha düşük) ve soğutucu, soğutma yükünden gerekli miktarda buharlaşma ısısı çekerek buharlaşır. Evaparatör basıncı, absorberde mümkün olan sıcaklığı belirler.

- Absorber, düşük buhar basıncı elde etmek için kullanılır ve absorbent maddeyi içerir. Absorbent-ki burada Li-Br'dir-seçilmiş bir maddedir çünkü soğutucu maddeye-ki burada sudur-karşı yüksek bir kimyasal ilgisi vardır. Evaparatörde üretilen buhar hemen düşük buhar basıncı sağlayan absorberdeki solüsyona gider.

Tek-kademeli absorberler yaklaşık 0,6-0,65'lik bir maksimum performans katsayısı (COP) veya 18-20 lb.(8,17-9,08 kg) buhar/saat ile çalışırlar. Bunların hem yaklaşık 103 kPa'lık düşük-basınçlı buhara hem de generatör girişindeki gibi sıcak suya ihtiyacı vardır. Eğer gerekli buhar basıncı veya su sıcaklığı elde edilemiyorsa, düşük kalite ısının kullanımı absorber kapasitesinde düşüşe sebep olur. Tek kademeli absorberin kısmi yüklü operasyonunda COP düşmez. (Odabaşı, 2001)

İki kademeli absorberlerde sisteme ikinci bir generatör kademesi eklenir. Buhar basıncı ihtiyacı yaklaşık 115 psig-120 psig (792 kPa – 827 kPa) arasıdır; daha düşük buhar basınçları soğutucu kapasitesinde düşüşe sebep olur. Bazı iki kademeli absorberler yüksek sıcaklıktaki egzost gazlarını direkt olarak bir motordan veya doğal gaz ile yakmak için alma kabiliyetine sahiptirler. Bu üniteler yakma odası veya egzost gazı ısı değiştirgeci kapasitesine kadar sıcak ve/veya soğuk su sağlamak üzere de donatılabilir. Direkt olarak bir gaz motorundan çıkan egzost gazlarını kullanmak üzere donatılmış bir iki-kademeli absorberin kullanımı bir atık ısı kazanı ihtiyacını ortadan kaldırarak bütçe ve yatırımda bir azalma sağlar. Bu ise geri kazanılan ısının kullanımındaki esnekliği azaltır ama bununla birlikte soğutmanın tek önemli termal ihtiyaç olduğu endüstriyel tesislerde tipik olarak kullanılır. Daha da ötesi türbin kapatıldığında soğutucu çalışmayabilir ancak buhar-yakan bir sistem buhar kaynağı olarak konvansiyonel bir kazan kullanarak çalışabilir.

İki kademeli absorberler 10 pound/ton-h (0,359 g/kj) kadar düşük bir buhar oranına denk olan yaklaşık 1,1 veya daha fazla bir COP ile çalışabilir. Bunların ayrıca fevkalade kısmi-yük karakteristikleri vardır; gerçekte COP kısmi-yükte yükselebilir. (Odabaşı, 2001)

Bir absorpsiyonlu soğutma makinası bir kojenerasyon tesisine ilave olarak düşünülüyorsa diğer soğutma makinaları tipleri ile mukayese edilip bağımsız bir absorpsiyonlu soğutma makinası ekonomik analizi yapılmalıdır. Bu analiz atık ısının tam değerinin belirlenmesi açısından gereklidir. Bunun için aşağıdaki gibi çeşitli alternatif şartlar mevcut olabilir:

- Eğer konvansiyonel bir kazan tarafından üretilen buhar ile çalışan absorpsiyonlu soğutma makinası, soğutma için motor tahrikli mekanik bir soğutma makinasından daha düşük maliyetle çalışıyorsa geri kazanılan ısı kojenerasyon sisteminin yakıt maliyeti üzerine değil de kazan yakıt maliyeti baz alınarak değer değerlendirilebilir.

- Eğer absorpsiyonlu soğutma makinasında kullanılan gaz, bölgesel gaz kullanımıyla azalıyorsa, dönüştürülen ısı değerinin hesaplanmasında azalan absorpsiyon gaz oranı baz alınmalıdır.

- Eğer absorpsiyonlu soğutma makinasının işletme maliyeti bir elektrikli soğutma makinasının maliyetinden daha fazla ise, dönüştürülen ısının değeri düşürülmelidir. Bu durumda, elektrikli soğutma makinası ile absorpsiyonlu soğutma makinasının maliyetlerini dengelemek için yakıt fiyatının hesaplanması gerekmektedir. Yani, "Bir absorpsiyon çevriminin maliyetini hesaplamak için yakıt fiyatı ne kadar olmalıdır?" sorusu sorulmalıdır. Böylece kojenerasyon sistemiyle elde edilen dönüştürülmüş ısının değeri bu fiyat ve kesintili değer ile hesaplanır. Sonuç olarak, eğer kazan yakıtı 4.000$/ MMBtu (0.0379$/GJ) ve kojenerasyon yakıtı da 3.000$/MMBtu (0.0284/GJ) tarifesiyle alınabiliyorsa, fakat absorber, elektrikli soğutucu kadar iyi performans gösteriyorsa, yakıt fiyatı, 1.00$/MMBtu (0.0095$/GJ) tarifesi baz alınarak hesaplanmalıdır. Yakıt bu fiyattan alınamıyorsa bile, alternatif olarak satın alınmış güçle çalışan soğutma makinaları olabileceğinden düşürülen değer kullanılmalıdır

- Bir elektrikli soğutma makinasının giderlerinde, absorberin bedava yakıtla bile ekonomikliği sağlanamadığı durumlarda, bir absorpsiyon soğutucusunun dönüştürülmüş ısı değeri sıfır olarak alınmalıdır. . (Odabaşı, 2001)

3.2 Absorpsiyonlu Soğutma Sisteminin Çalışma Prensibi (Li-Br/Su)

Suyun kaynama noktası basınç ile doğrudan orantılıdır. Atmosferik basınçta su 100 °C (212 °F)'de kaynar. Daha düşük basınçta ise su daha düşük sıcaklıkta kaynar. 6 mmHg mutlak basınçta suyun kaynama noktası 3,7 ° C (38,7 °F)'dir.

Li-Br (Lityum Bromid), adi tuz (NaCl) ile kimyasal olarak benzerdir. Li-Br su içinde çözünebilir. Li-Br / Su solüsyonu, kendi kimyasal eğilimi sebebiyle, suyu absorbe etme özelliğine sahiptir. Li-Br solüsyonunun konsantrasyonu arttıkça suya karşı olan absorpsiyon eğilimi de artar. Ayrıca, Li-Br solüsyonunun sıcaklığı düştükçe, suya karşı olan absorpsiyon eğilimi yine artar.

Buna ilave olarak, Li-Br'nin ve suyun buhar basınçları arasında büyük bir fark vardır. Bu da demektir ki; biz eğer Li-Br/ Su solüsyonunu ısıtırsak, su buharlaşacak ama Li-Br solüsyonda kalacağından solüsyon konsantre hale gelecektir.

Absorpsiyonlu sistemler, soğutma etkisi yaratmak için ısı enerjisini kullanır. Bu sistemlerde soğutucu (Ör:Su), evoparasyon sırasında düşük sıcaklıkta ve basınçta ısıyı absorbe eder ve kondensasyon sırasında da yüksek sıcaklıkta ve basınçta ısı açığa çıkartır.

Absorpsiyonlu sistemler tek kademeli ve çift kademeli olmak üzere ikiye ayrılırlar. Tek kademeli absorpsiyonlu sistemler yalnız soğutma amaçlı kullanılırken, çift kademeli absorpsiyonlu sistemler ısı-pompası şeklinde çalışarak hem soğutma hem de ısıtma amaçlı kullanılırlar.

3.2.1 Tek Kademeli Absorpsiyonlu Soğutma Sisteminin Çalışma Prensibi

1.Adım:Solüsyon Pompası

Emiş tankının dibinde Zayıf Li-Br solüsyonu bulunur. Buradan, hermetik bir solüsyon pompası, solüsyonu borulu bir ısı değiştirgecine ön-ısıtma amaçlı olarak gönderir. Zayıf Li-Br solüsyonu bu ısı değiştirgecinde üst tanktan gelen konsantre solüsyon tarafından ısıtılır.

2.Adım:Generatör

Zayıf Li-Br solüsyonu ısı değiştirgecini terk ettikten sonra üst tanka hareket eder. Solüsyonu, hem buhar hem de sıcak su taşıyan boru demetini çevreler. Boru demetindeki buhar ve sıcak su, zayıf Li-Br solüsyon havuzuna ısı transferi yapar ve zayıf solüsyon kaynamaya başlar. Bu sırada kaynama sonucu meydana gelen buharlaşma sonucu, zayıf Li-Br solüsyonu tankın üst kısmındaki kondensere soğutucu buhar gönderir ve geriye tankın dibinde konsantre Li-Br

solüsyonu kalır. Konsantre Li-Br solüsyonu, ısı değiştirgecine giderek jeneratöre pompalanan zayıf Li-Br solüsyonuna ön ısıtma yapar.

3.Adım:Kondanser

Soğutucu buhar, nem tutuculardan geçerek kondenser boru demetine gider ve borular üzerinde yoğuşur. Isı, tüplerin içinde hareket eden soğutma suyuna transfer olur. Soğutucu buhar, yoğunlaştıkça kondenserin dibindeki kapta toplanır. Soğutma suyu ısınmış olarak kondenseri terk ederken, soğutucu buhar soğuyup yoğuşur.

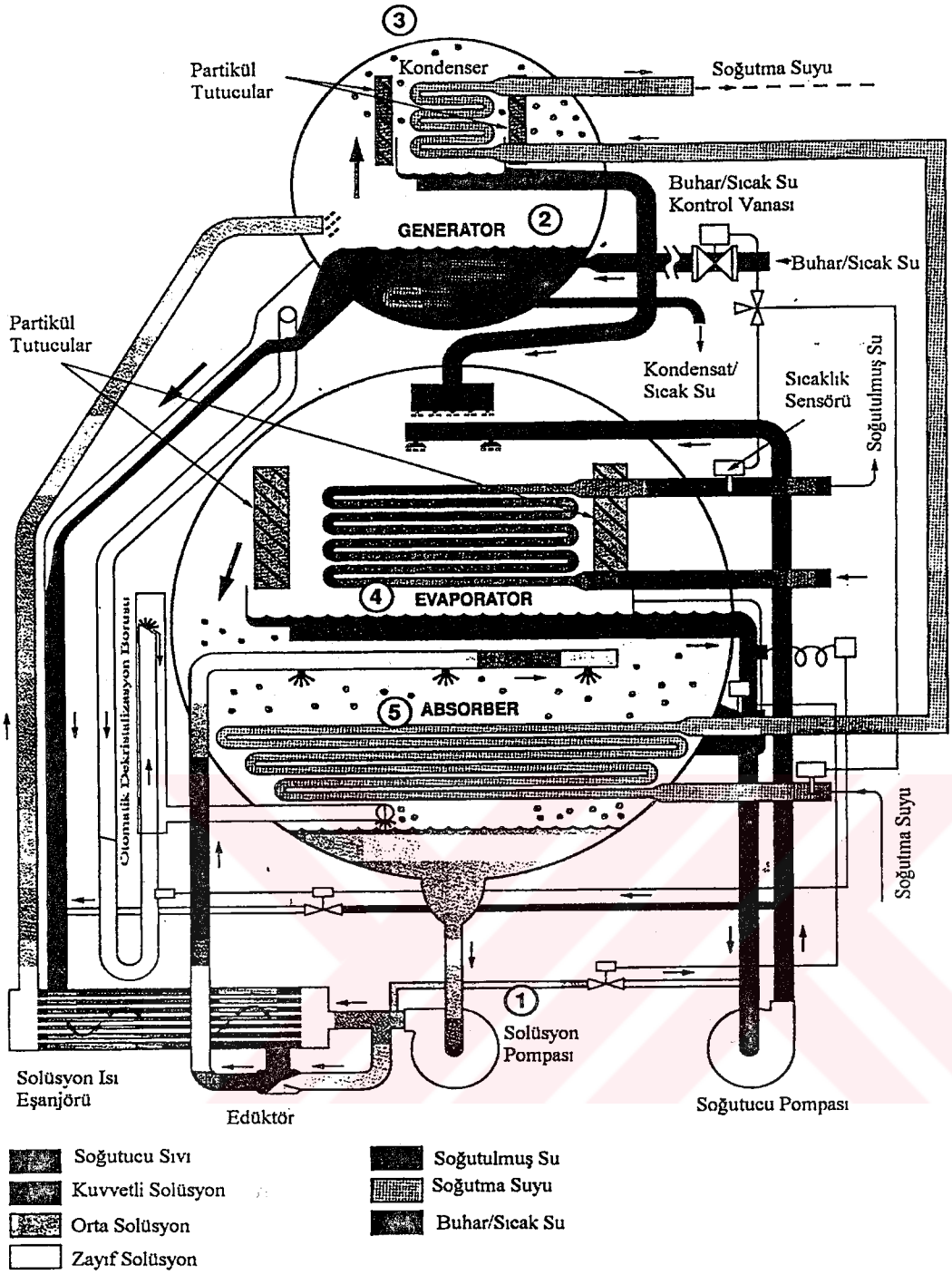
4.Adım:Evaporatör

Soğutucu sıvı, üst tanktaki kondenserden alt tanktaki evaparatöre gider ve evaparatör boru demeti üzerine püskürtülür. Alt tanktaki büyük vakuma bağlı olarak (0,8 kPa=6mmHg), soğutucu sıvı 3,9°C (39F)'de kaynar ve soğutucu etki yaratır. Vakum, tam alttaki absorberde higroskobik olarak üretilir. Bu proses sırasında soğuk su(Chilled water) elde edilir.

5.Adım:Absorber

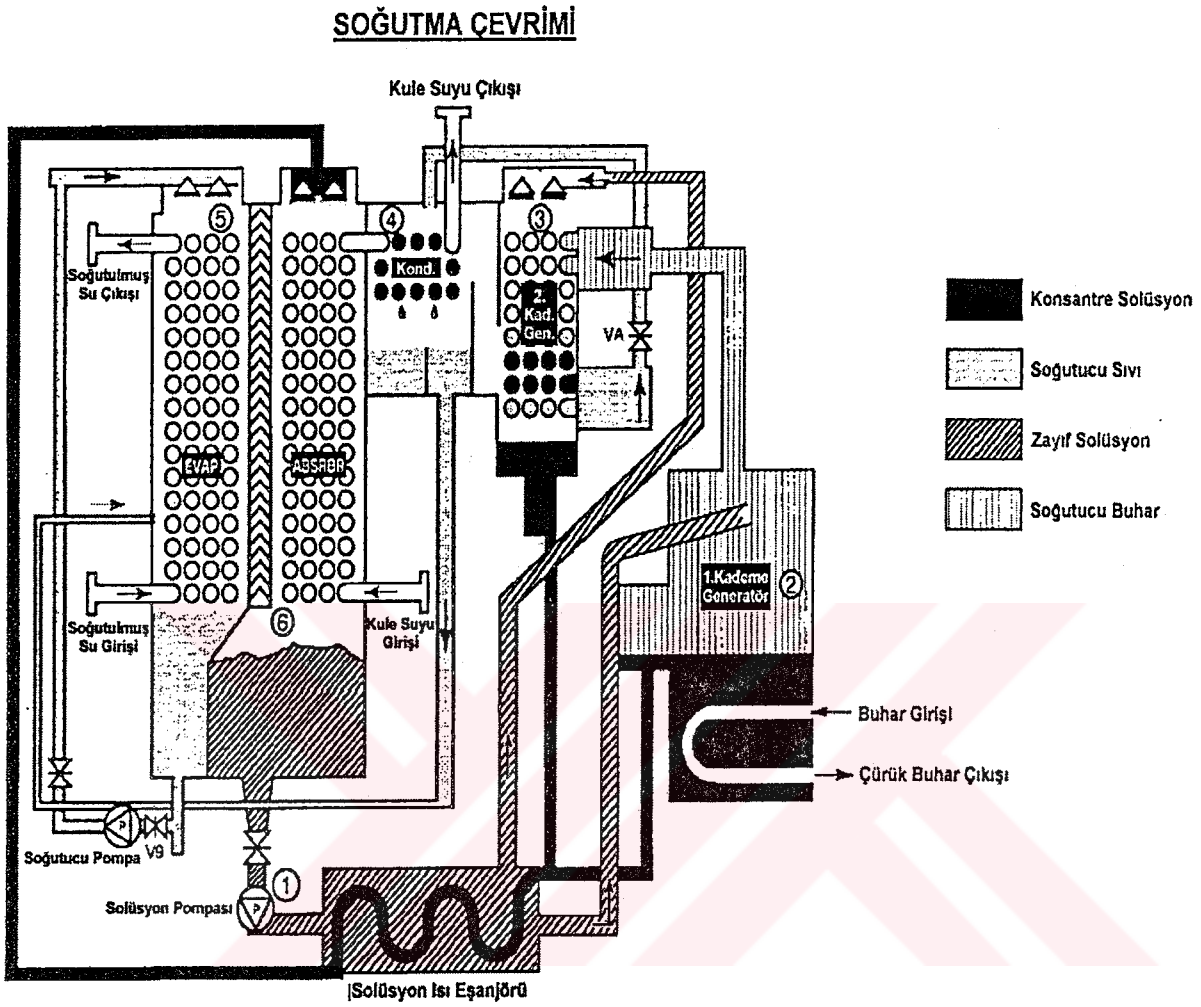
Soğutucu buhar (Büyük vakum altında kaynayıp buhara dönüşen soğutucu sıvı) evaparatörden absorbere hareket ettikçe jeneratördeki konsantre Li-Br solüsyonu, absorber boru demetinin üstüne püskürtülür. Konsantre Li-Br solüsyonu, evaparatörde büyük bir vakum yaratarak soğutucu buharı solüsyona doğru çeker. Soğutucu buharın Li-Br solüsyonu içine absorbe edilmesi ile ayrıca, soğutma suyu tarafından alınan ısı da üretilir.

Artık zayıf Li-Br solüsyonu, solüsyon pompasına akmak üzere alt tankın dibinde birikir ve çevrim bu şekilde biterken bir yenisi başlar. (Odabaşı, 2001)



Şekil 3.1 Tek Kademeli Absorpsiyonlu Soğutma Sistem Şeması

3.2.2 Çift Kademeli Absorpsiyonlu Soğutma Sisteminin Çalışma Prensibi



Şekil 3.2 Çift Kademeli Absorpsiyonlu Soğutma Sistemi Şeması

1.Adım:Solüsyon Pompası/Isı Eşanjörleri

Li-Br zayıf solüsyonu absorberden solüsyon pompasına iner. Zayıf solüsyonun bu akışı iki kola ayrılır ve ısı eşanjörleri boyunca 1.Generatöre ve 2.Generatöre pompalanır. Solüsyon akışının iki yollu kapalı bir şekilde olması, ünitenin seri akışlı sistemlere göre çok daha düşük solüsyon konsantrasyonunda ve sıcaklıkta çalışmasına olanak verir ki bu da kristalleşme ihtimalini ortadan kaldırır.

2.Adım:Generatör 1

Bir ısı kaynağı (direkt yanma veya atık buhar), solüsyon pompası/ısı eşanjöründen gelen zayıf Li-Br solüsyonunu ısıtır. Bu işlem sonucu 2.Generatöre gönderilecek kızgın soğutucu buhar üretilir ve geriye ısı eşanjörlerine dönecek olan konsantre solüsyon kalır.

3.Adım:Generatör 2

Generatör 2'de kızgın soğutucu buhar üretimi için gereken enerjiyi Generatör 1'de üretilen kızgın soğutucu buhar sağlar. Bu çok verimli olan çift aşamalı absorpsiyon etkisinin kalbi sayılabilir. Generatör 1'de üretilen soğutucu buhar ilave bir yakıt masrafı olmadan %40 oranında artar. Sonuçta ise konvansiyonel sistemlere göre çok daha yüksek bir verim sağlanır. Bu ek soğutucu buhar, ısı eşanjöründen gelen zayıf Li-Br solüsyonu Generatör 1'den gelen soğutucu buhar tarafından ısıtıldığı sırada üretilir. Geriye kalan ek konsantre Li-Br solüsyonu ise ısı eşanjörüne döner. Generatör 1'den gelen soğutucu buhar ısısını vererek sıvı faza yoğuşur ve kondansere doğru devam eder.

4.Adım:Kondenser

İki kaynaktan gelen soğutucular(Generatör 1'de üretilen buharın yoğuşmasıyla oluşan sıvı ve Generatör 2'de üretilen buhar) kondansere girerler. Sıvı soğutucu, kondanserin düşük basıncına girince buhar haline geçer. Bu iki farklı yerden gelen soğutucu buhar birleşirler ve kondanser suyu tarafından soğutularak sıvı hale yoğuşurlar.

5.Adım:Evaporatör

Kondanserdeki soğutucu sıvı, bir ölçüm valfinden geçer ve soğutucu pompasına akar ki buradan da evaporatörün üst kısmına pompalanır. Burada sıvı pulverize olarak küçük parçacıklar halinde evaporatör boru boru demetinin üstüne püskürtülür. Evaporatördeki büyük basınca (6mm Hg) bağlı olarak soğutucu sıvının bir kısmı buharlaşır ve soğutucu bir etki yaratır. Bu vakum sağa doğru absorberde higroskopik olarak(Li-Br'nin suya olan güçlü eğilimi ile) yaratılır.

Soğutucu etki evaporatör boru demetinde dönüş sistemi soğuk suyunu soğutur. Soğutucu sıvı/buhar, dönüş soğuk suyunun ısısını alarak bu suyu 12,2°C'den 6,7°C'ye soğutur. Soğutulmuş su daha sonra sisteme geri beslenir.

6.Adım:Absorber

Soğutucu sıvı/buhar, evaporatörden absorbere aktıkça ısı eşanjöründen gelen konsantre solüsyon aşağıdaki soğutucu akımının üstüne püskürtülür. Su ve Li-Br arasındaki higroskobik proses ve buna bağlı olarak konsantrasyon ve sıcaklıktaki değişimler evaporatörün üst kısmında çok büyük bir vakum yaratır. Li-Br'nin suyun içinde erimesi ve dağılması ile ısı açığa çıkar ki bu ısı da soğutma kulesinden 29,5°C olarak gelip kondanseri 33,3°C olarak terkeden kondanser suyu tarafından çekilir. Sonuçta oluşan konsantre Li-Br solüsyonu absorberin alt kısmında toplanır ve buradan solüsyon pompasına akar.

Soğutma çevrimi artık tamamlanmıştır ve çevrim 1.Adımdan tekrar başlar. (Odabaşı, 2001)

3.3 Absorpsiyonlu Soğutmanın Avantajları

- Kojenerasyon sisteminin ürettiği ısıyı yaz aylarında soğutma yapmak amacıyla kullanarak değerlendirir ve sistem veriminin düşmesini engeller.
- Çalışan parça sayısı diğer soğutma gruplarından daha az olduğundan arıza yapma olasılığı çok daha az olmaktadır. Bakım ihtiyacı fazla değildir.
- Gene sistemdeki parça sayısının azlığı nedeniyle gürültü seviyesi de düşük olmaktadır.
- Enerji maliyeti düşüktür. Absorpsiyonlu soğutma grubu yerine elektrikle çalışan başka bir soğutma grubu kullanıldığı durumda; tüketilecek olan elektrik enerjisi önemli bir miktarda olacaktır.
- Soğutma yüküne bağlı olarak , yatırımın geri ödemesi 3 ay ile 1 yıl gibi kısa bir süre içinde gerçekleşmektedir.

3.4 Birleşik Isıtma-Soğutma-Güç Üretimi: TRİJENERASYON

3.4.1 Giriş

Kojenerasyon tesisleri birincil enerji kullanımında çok etkilidir. Absorbsiyonlu soğutma tesisleri ise kojenerasyon tesislerindeki atık ısıyı kullanarak soğutma enerjisi üretmektedir.

Kojenerasyon hem ısıyı hem de elektrik enerjisini üretmektedir. Absorbsiyonlu Soğutma Tesisleri (AST) soğutma ihtiyacını karşılamak için buradaki ısıyı kullanabilirler. Çeşitli durumlarda, kojenerasyon tesisinin gücü veya işletme zamanı ısıtma talebi ile sınırlandırılmaktadır.

Dolayısıyla bir ısıtma talebinin olmadığı fakat belirli bir soğutma ihtiyacının mevcut olduğu yerler potansiyel kojenerasyon müşterileridir.

Burada iki temel tip soğutma tekniği vardır: Kompresyonlu soğutma ve AST. Bunlar arasındaki ana fark kompresyonlu soğutmada enerji olarak elektrik istenir, AST de ise enerji girişi olarak ısı istenir.

3.4.2 Kojenerasyon-AST Kombinasyonu

Çoğunlukla endüstriyel soğutma talepleri bir zaman boyunca sabittir. Bununla birlikte, kojenerasyon tesisleri uzun zaman sabit kalan yüklerde en iyi işletimi sağlamaktadır.

Kojenerasyon Tesisi ve AST arasındaki bağlantı aşağıda belirtildiği gibi gerçekleşmektedir:

Dolaylı: Standart kazanlarda baca gazları, buhar veya sıcak su üretmekte kullanılmaktadır. AST, kazandan gelen buhar veya sıcak su ile çalışmaktadır. Bu sistemin avantajı, AST'nin çalışması için gereken buhar veya sıcak suyun sadece soğutma için kullanılmaması, ek olarak başka gayelerle veya diğer amaçlar için alternatif olabilmesidir.

Doğrudan: Atık gazlar doğrudan AST'nin çalışması için kullanılmaktadır. Buradaki avantaj ekstra kazandan sağlanan tasarruftur. Bu da çok karışık sistemlerde olduğu gibi ilk yatırımdan ve bakımdan tasarruf sağlamaktadır.

AST'den Kojenerasyon Tesisinin türbin/motoruna herhangi bir geri besleme etkisi yoktur. AST'nin ısı girişinin sürekliliğine de ihtiyacı yoktur.

Burada, AST'nin çalışması, durması veya çeşitli yüklerde çalışması gibi talepler yoktur. AST kontrol sistemi kojen kontrol sisteminden bağımsızdır. Eğer soğutma talebi yoksa ve kojenerasyon çalışmalıysa; atık gazların AST için bir bypass hattı vardır. (Şekil 1).

3.4.3 AST'de Ne Kullanılmaktadır?

Piyasada iki değişik AST bulunmaktadır. Birisi LiBr (Lityum Bromür)–H_2O'yu soğutucu olarak kullanmaktadır. Diğeri de NH_3-H_2O'yu soğutucu olarak kullanmaktadır. Birincisi +5°C'a kadar düşük soğukluğu sağlayabilmekte ve klimatizasyon amaçları için kullanılmaktadır. NH_3–H_2O ile çalışan tesisler -60°C'a kadar düşük sıcaklıkları üretebilmekte ve daha çok endüstriyel soğutma amaçları için uygun olmaktadır.

Amonyaklı AST'lerin soğutma kapasiteleri 200 kW'lara kadardır. Tüm üniteler sahada sınırlı olarak yapılan montaj işlerinine ihtiyaç duymasından dolayı paket olarak üretilmektedir. Cihazlar otomatik çalışma için kontrol sistemiyle birlikte verilmektedirler. Büyük üniteler sipariş üzerine yapılmakta ve ekipmanları müşterinin isteklerine bağlı olmaktadır.

Geçen yıllardan itibaren fiyatların düşmesine rağmen, tesislerin kompresörlü makinelerle karşılaştırılması açısından daha çok yatırım maliyeti bulunmaktadır. Buna rağmen, buhar veya sıcak su kullanımı enerjiyi sağlamakta ve düşük bakım masraflarını geri ödeme süresi açısından kabul edilebilir seviyelerde tutmaktadır.

3.4.4 Kojenerasyon-AST'nin Piyasadaki Yeri

Kojenerasyon-AST sistemleri için en önemli piyasa gıda endüstrisidir, çünkü gıda işleme ve depolama suyu için güvenilir soğutmaya ihtiyaç vardır. Bilhassa kırsal tip yerlerde güvenilir enerji ihtiyacı bulunmaktadır. Yani Kojenerasyon-AST sisteminin kurulması kullanıcıyı şebekeden bağımsız yapmaktadır, bu da güç düşümleri ve yüksek elektrik ücretlerine karşı emniyet sağlamaktadır.

T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON MERKEZİ

Zamanla soğutma ve buhar ihtiyaçları değişen üretim prosesleri bir buz tamponlu AST kombinasyonu kullanarak optimize edilebilirler. Buhar artışı varsa, AST buz tamponunu şarj eder ve imalatın buhar gereksinimi olduğunda ise AST az yükte veya sıfır yükte devreye girer. Bu sistem kojenerasyon ünitesinin sabit işletmesini garanti etmektedir.

3.4.5 Son Kojenerasyon-AST Sistem Örnekleri

- Rotterdam'da bir margarin üretim tesisinde bazı imalat prosesleri devre dışı olduğunda buhar fazlalığı bulunmaktadır. Türbin işletmesini sabit şartlar altında tutmak için, yeni buhar kullanıcılarına ihtiyaç duymaktadır. –28°C sıcaklıkta soğutma sağlamak için yedi adet elektrikle işleyen kompresörlü soğutucu kullanılmaktaydı. 1400 kW gücündeki soğutma kapasiteli AST'nin montajıyla fazla buharın tüketimi geri kazanılmıştır ve kompresörlerden 6 tanesinin devre dışı tutulması sağlanmıştır. Yedinci halen pik yükleri karşılamaktadır.

- Bir Kojenerasyon-AST sistemi eski elektrikli kompresörlerle değiştirilerek İspanya Talavera'daki sebze dondurma tesisine monte edilmiştir. –30°C sıcaklığa ihtiyacı olan 700 kW soğutma kapasiteli bir AST için, 3.9 MW kapasitesinde bir Kojenerasyon ünitesi kurulmuştur. Firma bir tüketici olmak yerine bir elektrik üreticisi olmuştur.

- Bir Kojenerasyon-AST sistemi Tirol, İtalya'daki meyve depolama tesisisnde –10°C için 170 kW soğutma kapasitesini sağlamak üzere monte edilmiştir. Kojenerasyon elektrik kapasitesi 360 kW'dır ve AST'ye sıcak su ve kompresörlere elektrik sağlamaktadır. Elektrik beslemesi yalnızca şirkete verilmektedir.

- Logrono – İspanya'da bir et fabrikasında 9 MW'lık kojenerasyon ünitesi AST'ye sıcak su sağlamaktadır. AST –18°C sıcaklıkta 2.6 MW soğutma kapasitesi üretmektedir.

3.4.6 Diğer İşletme Faktörleri

Kojenerasyon ünitesindeki atık gazlar AST'yi çalıştırmak için kullanılan tek kaynak olmamakla birlikte, 100°C'dan büyük herhangi bir ısı kaynağı da bu ünitelerin çalıştırılması için kullanılabilmektedir.

Kimyasal Tesislerde genelde bir AST'ye enerji girişi olarak kullanılabilecek ısı kaynakları bulunur ve bu, bir ünitenin ömrü boyunca direkt ısı alım yoluyla düşük sıcaklıkta soğutma üretmekle ünitenin ekonomik olarak karlı olabileceğini ispatlamaktadır.

3.4.7 AST Nasıl Çalışır?

AST teknolojisi 100 yılı aşkın süreden beri soğutma amaçları için kullanılmaktadır.
Tesisin güvenliği ve ekonomik yaşam kabiliyetini geliştirmek için bugünün tesislerinde tasarım, cihazlar ve kontrol sistemi için modern teknoloji kullanmaktadır.

Bir soğutma makinesinde, alçak basınç soğutucu maddenin düşük sıcaklıklarda buharlaşmasını sağlar. Buhar evaporatörlerden çekilir, yüksek bir basınca ulaşır ve kondenserin içinde sıvılaşır. Bir kompresörlü soğutma tesisinde, soğutucu akışkanı düşük buharlaşma basıncından, yüksek yoğuşma basıncına çıkarmak için bir kompresör kullanılmaktadır.

Bir AST'de, solüsyon devresi bir çeşit termal kompresör olarak kullanılmaktadır. Soğutucu buhar, sıvı bir absorbent tarafından çözeltileştirilir.

Solüsyon, bir sıvı pompası ile yüksek basınca ulaştırılır ve sonra buradan desorber'a geçişi sağlanır. Bu ısı değiştiricide soğutucu madde, ısı kaynağı kullanılarak soğutucu solüsyonun dışında buharlaştırılır. Ardından buhar kondenserin içinde sıvı hale getirilir. Desorber gerekli ısıyı, örneğin ana konuda açıklandığı gibi, kojenerasyon ünitesinin baca gazlarından almaktadır.

Kompresyonlu ve Absorbsiyonlu çevrimdeki ana fark, kompresyon devresinin kompresör ile çalışarak mekanik enerji kullanması, Absorbsiyon devresinin desorber ile çalışarak termal enerjiyi kullanmasıdır, yalnız sıvı pompası için az bir elektriğe(tahrik eden enerjinin %2'sine) gereksinim vardır.

Bazı durumlarda, çeşitli kademelerden oluşan bir AST kullanmak çok faydalı olabilmektedir. Bu tip AST, kullanılan enerjinin sıcaklığı yeterli olmadığı veya farklı sıcaklık değerlerinde soğutmanın istendiği durumlarda yararlıdır.

3.4.8 AST'nin Avantajları

AST aşağıda belirtilen avantajları sağlamaktadır.

- Paket olarak küçük montaj alanı kaplamaktadır.
- Mevcut soğutma tesisine kolayca entegre olmaktadır.
- Otomatik Kontrol Sistemleri sorunsuz işletmeyi sağlamaktadır, tesis güvenilirdir.
- Bir AST'nin elemanlarının çoğu ısı değiştiricilerden oluşmaktadır ve tesiste az bakıma ihtiyaç vardır. Bakım için özel bilgi gerekmemektedir.
- Çevre dostu olarak, AST'de soğutucu LiBr veya amonyak olarak kullanmaktadır.

4. ÖRNEK ENDÜSTRİYEL UYGULAMA

Bu uygulama çalışması, İngiltere'de bulunan küçük ölçekli bir endüstriyel tesis için kojenerasyonun uygunluğunu inceleme amaçlıdır. Sözkonusu çalışmada yaplan hesaplamalar ve bunların vasıtasıyla elde edilen sonuçlar İngiltere'de bulunan bu endüstriyel tesisten alınan veri ve bilgilerin (elektrik ve yakıt faturalarının kopyaları, satın alınan güç ve doğal gaz tarifeleri...vb) ışığında yapılmıştır.

4.1 Sahanın Tanımı

Saha birçok kereler genişletilmiş tek bir binayı içermektedir. Enerji eldesi ise aşağıdakiler ile gerçekleşmektedir:

- Herbiri aynı şebeke trafosundan beslenen iki adet havai hat bağlantısı
- 1980'de monte edilen ve 103 kPa basınçlı buhar üreten ve anma gücü 6810 kg/h olan bir doğalgaz kazanı
- 1408 kW'lık tek kademeli absorpsiyonlu soğutma grubu
- 704 kW'lık elektrikli soğutma grubu

Satın alınan güç, anlık olarak yalnız bir tanesi aktif olan iki adet elektrik servis sağlayıcısından elde edilmektedir. Burada bir servis sağlayısından diğerine geçiş manuel olarak yapılmaktadır.

Geçmişteki Enerji Kullanımları

Satın alınan güç ve doğal gaz faturalandırma verileri Tablo 4-1'de ve Şekil 4-1 ile 4-4 arası şekillerde gösterilmiştir. Elektrik kullanımı, yük faktörü ve gaz tüketimi güncel faturalandırma periyodu ve aylık gün sayısındaki farklılıklara dayalı olarak ayarlanmıştır. Bunlar sonraki analizlerin de temelidir. Şebekeden elektrik talebi bu varyasyonlara göre ayarlanmamıştır. Bu durumda geçmişteki kullanım ve mevcut fiyatlara dayalı olarak, satın alınan güç ortalama fiyatı 0,071 $/kWh ve doğal gaz ortalama fiyatı 4,21 $/MMBtu'dur.

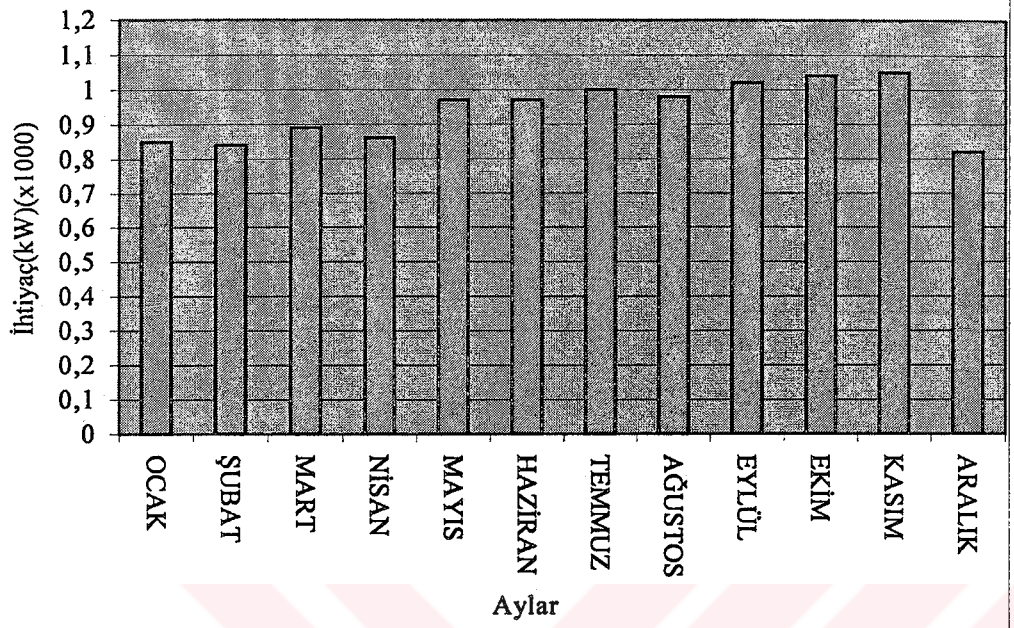
Tablo 4-1 Geçmişte Satın Alınan Enerji ve Yakıt Miktarları

ORT MALİYET: 0,071 $/KWH
FAKTÖR: 0,015 $/KWH
ÖLÇÜLEN TOPLAM KULLANIM: 11306 KW
FATURALANMIŞ TOPLAM KULLANIM: 64140 KW

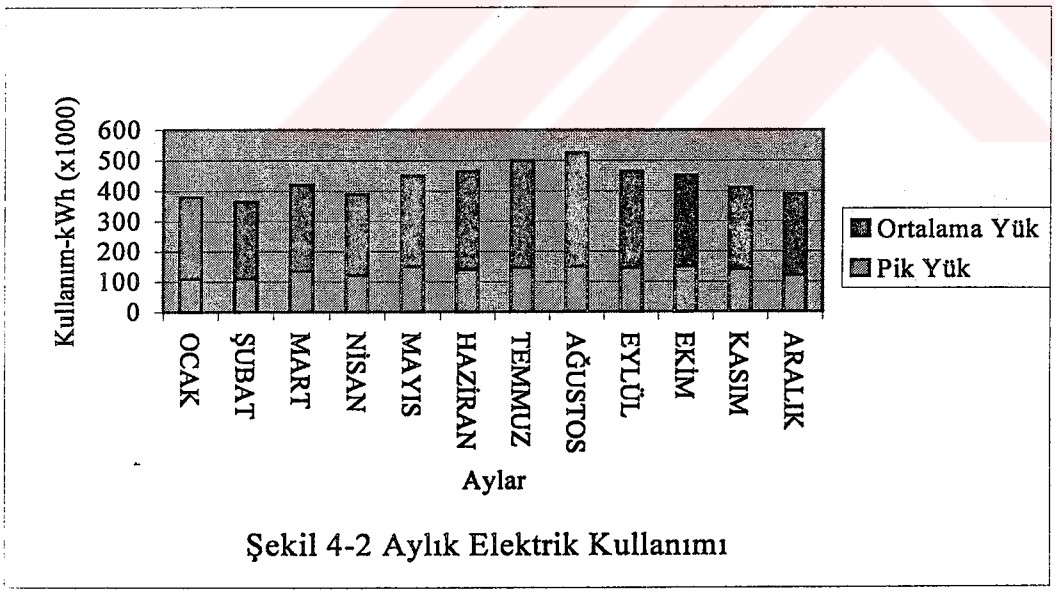
AYLAR	GÜNLER	MAKSİMUM KULLANIM(KW)	PİK YÜKTEKİ ENERJİ (KWH)	PİK OLMAYAN YÜKTEKİ ENERJİ(KWH)	TOPLAM ENERJİ(KWH)	KONVANSİYONEL YÜK FAKTÖRÜ(SAAT)	MALİYET ($)
OCAK	31	847	105,672	267,128	372,800	440	21820
ŞUBAT	28	840	109,112	248,088	357,200	425	21230
MART	31	887	132,386	290,014	422,400	476	24236
NİSAN	30	865	121,192	267,408	388,600	449	22706
MAYIS	31	974	143,003	304,997	448,000	460	26002
HAZİRAN	30	971	130,964	338,036	469,000	483	39925
TEMMUZ	31	1003	137,077	363,523	500,600	499	42030
AĞUSTOS	31	986	144,911	380,089	525,000	532	43070
EYLÜL	30	1020	134,562	337,038	471,600	462	40886
EKİM	31	1035	145,595	300,605	446,200	431	40161
KASIM	30	1058	130,367	275,233	405,600	383	25026
ARALIK	31	820	116,245	274,155	390,400	476	22346
TOPLAM	365	11306	1551,086	3646,314	5197,400	5516	369438
MAX		1058				532	
MİN		820				383	

ORT MALİYET: 4,21$/MMBTU

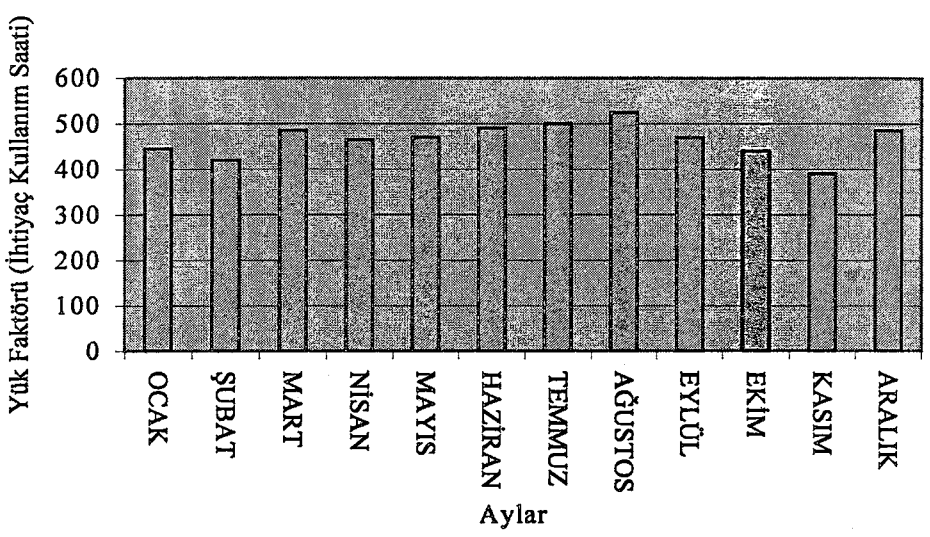
AYLAR	KONVANSİYONEL GAZ KULLANIMI(MMBTU)	KARŞILANAMAYAN GAZ MİKTARI(MMBTU)	KARŞILANAN GAZ MİKTARI(MMBTU)	TOPLAM YAKIT MALİYETİ($)	KAZAN VERİMİ(%)
OCAK	2293	29	2264	9689	80
ŞUBAT	2043	34	2009	8649	80
MART	2028	24	2004	8586	80
NİSAN	2210	15	2195	9344	80
MAYIS	2483	7	2476	10479	80
HAZİRAN	4965	3	4962	20804	80
TEMMUZ	4645	5	4640	19473	80
AĞUSTOS	5127	4	5123	21478	80
EYLÜL	4965	5	4960	20804	80
EKİM	1667	22	1645	7085	80
KASIM	1885	19	1866	7992	80
ARALIK	3124	33	3091	13146	80
TOPLAM	37435	200	37235	157530	80



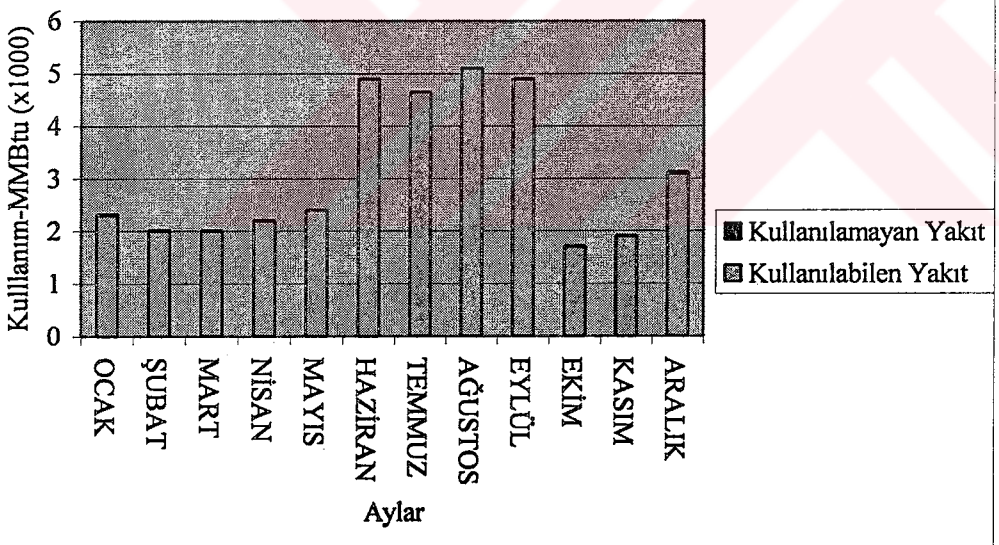
Şekil 4-1 Aylık İhtiyaç



Şekil 4-2 Aylık Elektrik Kullanımı



Şekil 4-3 Aylık Yük Faktörü



Şekil 4-4 Aylık Gaz Kullanımı

4.2 Başlangıç Analizi

4.2.1 Temel Durum Sistemi

Başlangıç Analizi Tablo 4-2'de gösterilmiştir. Bu tabloda tüm hesaplamalar ve destekleyici kabuller tanımlanmıştır. Tesisin düşük basınçlı buhar kullanabilmesi sebebiyle ve temel yük teknolojisine dayalı olarak bir adet pistonlu motor seçilmiştir. Ayrıca, buradaki uygulamada dikkate alındığı gibi daha küçük boyutlarda, pistonlu motorun elektriksel verimi türbin verimine göre çok daha büyüktür.

Başlangıç analizi birtakım adımlara bölünmüştür: enerji fiyatlarının hesabı, teknik fizibilite, sermaye bütçesi, işletme maliyetleri ve işletme maliyeti tasarrufları. Ayrıca bir kojenerasyon sistemi için basit bir geri ödeme hesabı yapar. İlk adım uygulanan enerji fiyatlarının belirlenmesidir.

A. **Satın Alınan Güç Ortalama Fiyatları:** Satın alınan güç fiyatı, yıllık toplam satın alınmış güç fiyatının yıllık toplam tüketime bölünmesi ile bulunur. Tablo 4-2'den görüldüğü üzere, satın alınan güç ortalama fiyatı 0,071 $/kWh'dir. Aylık fiyat, yaz ayları dışındaki pekçok ay için olan 0,058 $/kWh ile Ekim ayı için olan 0,09 $/kWh aralığında değişmektedir.

B. **Standby Fiyatı:** Standby bekleme fiyatı, lokal elektrik şebekesi şirketi ile temas kurarak ve şebeke tarifesini gözden geçirerek belirlenir. Burada aylık standby bekleme fiyatı 3 $/kW'dır.

C. **Isıtma Yakıtı Fiyatı:** Konvansiyonel bir kazan için doğal gaz fiyatı, tesisin geçmişteki doğal gaz faturalarından hesaplanmıştır ve 4,21 $/MMBtu'dur.

D. **Kojenerasyon Sistemi Yakıt Fiyatı:** Buradaki örnek çalışmada lokal elektrik şebekesi ile yapılan anlaşmaya göre, kojenerasyon sisteminde kullanılan yakıt olarak doğal gaz 0.5 $/MMBtu ila 0,75 $/MMBtu indirimli olarak elde edilebilir. Başlangıç analizinde tasarruflar abartılı olmakla birlikte, daha mantıklı bir değer olan 3,71 $/MMBtu kabul edilmiştir.

Tablo 4-2 390 kW İçin Geri Ödeme Planı

ENERJİ FİYATLARI:		
A. Ortalama Satın Alınan Enerji Fiyatı	0.071	$/Wh
B. Standby Fiyatı	3.00	$kW/Ay
C. Isıtma Yakıtı Fiyatı	4.21	$/MMBtu
D. Kojenerasyon Yakıt Oranı	3.71	$/MMBtu
TEKNİK FİZİBİLİTE:		
E. HVAC Retrofit Maliyeti	0	$
F. Min.İhtiyaç	Bilinmiyor	KW
SİSTEM BÜYÜKLÜĞÜ VE BÜTÇESİ:		
G. Min.Aylık Yakıt İhtiyacı	1645	MMBtu/Ay
H. Isı Geri Kazanım Faktörü(Tablo 4-3)	5000	Btu/kWh
I. Aylık Elektrik Çıkışı(0,8xG/Hx1000000)	263200	kWh/Ay
J. İşletme Süresi(Tablo4-3)	675	Saat/Ay
K. Sistem Büyüklüğü(I/J)	390	KW
L. Sistem Birim Maliyeti	1050	$/KW
M. Kojenerasyon Sistem Maliyeti(LxK)	409500	$
N. PROJE YATIRIMI(E+M+Diğer)	450000	$
İŞLETME MALİYETLERİ:		
O. Yıllık Enerji Üretimi(12xKxJ)	3159000	kWh/yıl
P. Isı Oranı(Tablo 4-3)	12500	Btu/kWh
Q. Yıllık Yakıt Kullanımı(OxP/1000000)	39500	MMBtu/yıl
R. Yıllık Kojenerasyon Yakıt Maliyeti(DxQ)	146500	$/yıl
S. Bakım Fiyatı(Tablo 4-3)	0.0125	$/kWh
T. Yıllık Bakım Maliyeti(OxS)	39500	$/yıl
U. Yıllık Standby Maliyeti(12xBxK)	14000	$/yıl
V. İdare ve Genel	4100	$/yıl
W. TOPLAM İŞLETME MALİYETİ(R+T+U+V)	204100	$/yıl
İŞLETMEDEN SAĞLANAN TASARRUFLAR:		
X. Geri Kazanılan Isı Enerjisi(OxH/1000000)	15800	MMBtu/Yıl
Y. Karşılanan Yakıt(X/0,8)	19800	MMBtu/Yıl
Z. Isıtma Yakıtı Tasarrufu(YxC)	83400	$/Yıl
AA.Satın Alınan Enerji Tasarrufu(OxA)	224300	$/Yıl
AB.İşletme Maliyeti Azalımı(Z+AA)	307700	$/Yıl
AC.YILLIK TASARRUF(AB-W)	103600	$/Yıl
GERİ ÖDEME:		
AD.Basit Geri Ödeme(N/AC)	4,34	Yıl

Yukarıda gösterilen hesaplamalar ve veriler herhangi bir tesisin ziyaret edilmesi ile de hesaplanabilir. Bunun için gerekenler elektrik ve yakıt faturalarının kopyaları ile satın alınan güç ve doğal gaz tarifeleridir.Analizdeki bir sonraki adım teknik uygunluğun belirlenmesidir.

E. HVAC Tesisat Maliyeti: Mevcut konvansiyonel sistem klasik bir kazanla düşük basınçlı buhar üretmektedir. Pistonlu bir motorun egzostundan geri kazanılan buhar ise mevcut buhar sistemi için uygundur ve olağandışı HVAC tesisat maliyeti beklenmemektedir.

F. Minimum Elektrik Talebi: Eğer biliniyorsa, minimum elektrik talebi, elektriksel olarak temel yüklü kojenerasyon sisteminin maksimum büyüklüğünün belirlenmesi için bir esas oluşturabilir. Şu anki başlangıç analizi aşamasında detaylı talep verileri mevcut değildir.

Mevcut bilgilere dayanarak, kojenerasyon mevcut HVAC sistemi ile teknik olarak uyumludur. Analizdeki bir sonraki adım kojenerasyon sistem büyüklüğü ve bütçe tahminlerinin belirlenmesidir.

G. Aylık Minimum Yakıt Gereksinimi: Başlangıç analizi, temel yüklü bir sisteme dayalıdır ve tesisin aylık minimum yakıt ihtiyacının belirlenmesi için gereklidir. Bundan sonra ise minimum termal yük, geri kazanılan ısının atılmayacağı temel yüklü bir kojenerasyon sisteminin maksimum büyüklüğünün hesaplanması için kullanılmıştır. Buradaki örnek çalışmada ve Tablo 4-2'de gösterildiği gibi, Ekim ayı için minimum yakıt ihtiyacı 1645 MMBtu'dur.

H. Isı Geri Kazanım Faktörü: Tesisin termal ihtiyaçlarının bir fonksiyonu olarak üretilen kojenerasyon gücü miktarını hesaplamak için, ilk olarak üretilen gücün kWh'i başına geri kazanılan ısı miktarını belirlemek gerekir. Bir çok durumda, spesifik bir motoru verilerini kullanmak mümkün olabilir, fakat bununla birlikte daha çok görülen durum, detaylı veya spesifik performans verileri henüz mevcut olmadığından dolayı Tablo 4-3'de gösterildiği gibi genel veriler kullanılabilir.

Tablo 4-3 Tipik Temel-Yüklü Güç Ekipmanı Karakteristikleri

GÜÇ ÜNİTESİ BÜYÜKLÜĞÜ (kW)	GÜÇ ÜNİTESİ TİPİ	ISI ORANI* (BTU/kWh)	ISI GERİ KAZANIMI (Btu/kWh)	BAKIM MALİYETLERİ** ($/kWh)	İŞLETME SÜRESİ (Saat/Ay)
<100	Motor	12500-14000	5000-6000	0,015-0,02	650-700
100-800	Motor	12000-13000	4000-6000	0,01-0,015	650-700
800-1500	Motor	10000-12500	3000-5000	0,01-0,015	650-700
>1500	Motor	9000-11000	2500-3500	0,008-0,015	650-700
<1000	Türbin	16000-25000	8000-15000	0,005-0,006	675-720
1000-1500	Türbin	12000-16000	5000-8000	0,004-0,005	675-720
5000-15000	Türbin	10000-12000	4500-5500	0,004-0,005	675-720
>15000	Türbin	9000-11000	4000-5000	0,0035-0,0045	675-720

* = Yakıtın Üst Isıl Değerinde Isı Oranı

** = Doğalgaza Göre

Tablo 4-3'ü kullanabilmek için, ana güç kaynağının ne büyüklükte olduğunu tahmin etmek gerekir. Bu durumda, kojenerasyon sisteminin büyüklüğü ile ilgili iki etken söz konusudur.

1-) Aylık asgari talep Aralık ayı için 820 kW iken (bu aynı zamanda ay içerisindeki en yüksek talep noktasıydı), ay içerisinde ortaya çıkan minimum talebin bu değere oranla daha düşük olması tasarlanır.

2-) Ortalama talep, aylık kullanım olan 390,400 kWh'ın (1,405,000 MJ) , bir aylık süreye (Aralık ayı için 744 saat) bölünmesi yoluyla hesaplanır. Ortalama kullanım miktarı olan 524 kW, asgari kullanımın üzerindedir.

Bu iki etkene dayanarak, pistonlu motorun 100 kW ile 600 kW arasında olacağı varsayılmış ve bu büyüklükteki bir sisteme ait veriler kullanılmıştır. Ortalama 12,500 Btu/kWh'lik (3,663 kJ/MJ) bir ısı oranı, ve 5,000 Btu/kWh'lık (1,465 kJ/MJ) bir ısı geri kazanım faktörü bu örnekte kullanılmıştır.

I. Aylık Elektrik Çıkışı: Belirli bir motordan alınan verilere dayanarak, veya bu tür bilgilere ulaşılması zor ise, genel verilere dayanarak, bir tesisin termal gereksinimlerini karşılamak üzere üretilecek elektrik enerjisi miktarını belirlemek mümkündür. Sistemin elektrik çıkışının hesaplanması iki adımlı bir süreçtir.

1. Mahalde gereksinim duyulan termal enerjiyi belirlemek üzere, aylık asgari yakıt kullanımı- 1,645 MMBtu (1,735 GJ) – tahmini % 80 olan kazan verimliliği ile çarpılır. Bu durumda, sistem, 1316 MMBtu (1388 GJ) termal enerjiye buhar olarak gereksinim duymuştur.

2. Tesisin aylık asgari buhar gereksiniminin hesaplanması için üretilecek güç miktarını belirlemek üzere, gerek duyulan ısı miktarı – 1316 MMBtu (1388 GJ) –, Tablo 4-3'ten elde edilen , 5000 Btu/kWh'lik (1465 kJ/MJ) ısı geri kazanım faktörüne bölünür.

Bu durumda aylık toplam kojenerasyon sistem çıkışının 263,000 kWh (94,800 MJ) civarında olması öngörülür.

J. Çalışma Saatleri : Bir pistonlu motor için uygun çalışma süresi ayda 675 saat olarak belirlenmiştir. (Tablo 4-3)

K. Sistemin Büyüklüğü : Temel-yüklü bir sistemin büyüklüğü, aylık sistem çıkışı olan 263,200 kWh'ın (948,000 MJ) (I Faktörü) 675 çalışma saatine (J faktörü) bölünmesi yoluyla elde edilir. Bu örnekte göz önüne alınan başlangıç büyüklüğü 390 kW'ydi. Mahalin gereksinim

duyduğu minimum değer gerçekte biliniyor ise, bu değer, yukarıda anlatıldığı şekilde hesaplanan değerin yerini yerini alabilir.

L. Birim Sistem Maliyeti: Bütçe, tipik değerlerin sistem büyüklüğü ve tesisat karmaşıklığının bir fonksiyonu olarak kullanıldığı bir ortamda tahmin edilmiştir. Buradaki durumda, ortalama 1050 $/kW bir değer, 390 kW'lık bir sistem için kullanılır. (Şekil 4-5)

M. Kojenerasyon Sistem Maliyeti: Kojenerasyon sisteminin maliyeti, 390 kW'lık (K Faktörü) sistem büyüklüğünün, 409,500 $ lık bir ürün için birim maliyet olan 1050 $ /kW (L Faktörü) ile çarpılması yoluyla elde edilir.

N. Proje Yatırımı: Projenin toplam yatırımı içerisinde, kojenerasyon sistemi maliyeti (M Faktörü) , HVAC tesisat maliyeti (E Faktörü) ve süreç esnasında ortaya çıkabilecek her tür öngörülmemiş harcamaların toplamı vardır. Bu durumda, 409,500 $ olan kojenerasyon sistemi maliyetinin, beklenmedik durumlar sebebiyle yaklaşık %10 artış göstermesi ve böylece toplam proje yatırımının da 450,000 $ olması öngörülür.

Analiz içerisindeki bir sonraki adım, kojenerasyon sisteminin işletme masraflarının hesaplanmasıdır.

O. Yıllık Güç Üretimi: Sistemin, temel-yüklü işletimi için yıllık güç üretimi, 390 kW'lık sistem büyüklüğü (K Faktörü) ve aylık çalışma saatinin (J Faktörü) çarpımının 12 katı olarak hesaplanmıştır. Bu örnekte, yıllık 3,159,000 kWh (11,370,000 MJ) olarak hesaplanmıştır.

P. Isı Oranı: Kojenerasyon sisteminin ısı oranı Tablo 4-3'e göre belirlenir, spesifik ekipman performans verileri- eğer mümkünse- burada kullanılabilir. Bu çalışmada, 12,500 Btu/kWh (3663 kJ/MJ) HHV değeri Tablo 4-3'e dayanılarak kullanılmıştır.

Q. Yıllık Yakıt Kullanımı: Yıllık yakıt kullanımı, 3,159,000 kWh (11,370,000MJ) (O Faktörü) olan yıllık güç üretimi ile sistem ısı oranı olan 12,500 Btu/kWh'nin çarpımının (3663 kJ/MJ)

her bir MMBtu için, 1,000,000 Btu çarpanına bölünmesi yoluyla hesaplanır. Bu örnekte yıllık yakıt kullanımının 39,500 MMBtu (41,670 GJ) olduğu öngörülmüştür.

R. **Yıllık Kojenerasyon Yakıt Maliyeti:** Kojenerasyonda kullanılan yakıtın yıllık maliyeti, 39,500 MMBtu olan (41,670 MJ) (Q faktörü) yıllık kojenerasyon yakıt kullanımı ile kojenerasyon yakıtı için alınan 3.71 $/MMBtu (3,52 $/GJ) yakıt oranının (D Faktörü) çarpımı yoluyla hesaplanır. Öngörülen yakıt maliyeti yıllık 146,500 $ dır.

S. **Bakım Payı:** Motor jeneratör setinin bakım payının Tablo 4-3'e göre, 0.0125 $/ kWh (3.48 $/GJ) olacağı öngörülmektedir.

T. **Yıllık Bakım Maliyeti:** Yıllık bakım maliyeti ,sistemin elektrik çıktısı olan 3,159, 000 kWh (11,370,000 MJ) (O Faktörü) ile, bakım payı olan 0.0125 $/kWh (3.48 $/GJ) çarpımıdır (S faktörü). Bakım maliyetlerinin 39, 500 $ olacağı öngörülmektedir.

U. **Yıllık Bekleme Maliyeti:** Yıllık bekleme maliyeti, 14,000 $ olarak hesaplanmıştır. Bu değer 390 kW'lık (K faktörü) sistem büyüklüğü ve aylık bekleme oranı olan 3,00/kW'ın (B faktörü) çarpımının 12 katıdır.

V. **Yönetim Maliyetleri ve Genel Maliyetler:** Burada bahsedilen yönetim maliyetleri ve genel maliyetler, çeşitli teknikler kullanılarak hesaplanabilir. Bu örnekte, yönetim maliyetleri ve genel maliyetlerin, 4,100 $ a eşit olan kojenerasyon ekipman maliyetinin (M Faktörü) %1'i olduğu varsayılmıştır.

W. **Toplam İşletme Maliyeti:** 204,100 $ lık toplam yıllık işletme maliyeti, yakıt masrafı (R Faktörü) ,bakım masrafı (T Faktörü), bekleme maliyeti (U Faktörü) ve yönetim maliyetleri ile genel maliyetlerin (V Faktörü) bir toplamıdır.

Prosedür içerisindeki bir sonraki adım, 390 kW'lik kojenerasyon sisteminin temel-yüklü çalışması sonucu ortaya çıkacak, işletme maliyetlerindeki eksilmenin hesaplanmsıdır.

X. Yeniden Kazanılmış Isıl Enerji: Geri kazanılan ısı enerjisi miktarı, sistemin yıllık elektrik çıktısı olan 3,159,000 kWh (11,370,000 MJ) (O Faktörü) ile sistemin ısı geri kazanım kapasitesi olan 5,000 Btu/kWh (1465 kJ /MJ) (H Faktörü) çarpımının 1,000,000'a bölümüdür (enerjinin MMBtu olarak ifade edilebilmesi için). Yıllık ısı enerjisi geri kazanım miktarı değeri 15,800 MMBtu (16,670 GJ) olarak hesaplanmıştır.

Y. Karşılanan Yakıt Enerjisi: Karşılanan yakıt enerjisi, yani kazanda kullanılan yakıt enerjisi miktarı, geri kazanılmış ısı enerjisi miktarı olan 15,800 MMBtu/yıl'nin (16,670 GJ/yıl), %80 olarak kabul edilen kazan verimine bölünmesi yoluyla hesaplanır. Yıllık toplam karşılanan yakıt enerjisi miktarının 19,800 MMBtu (20,890GJ) olması öngörülmektedir.

Z. Isıtma Yakıtı Tasarrufu: Yakıt tasarrufu değeri, toplam karşılanan yakıt enerjisi miktarı (Y Faktörü) ile 4,21 $/MMBtu (3.90 $/GJ) (C Faktörü) olan ısıtma yakıt oranının çarpımı olarak hesaplanmıştır. Hedeflenen yıllık yakıt tasarruf miktarı 83,400 $'dır.

AA. Enerji Satın Alımında Gerçekleştirilen Tasarruf: Kullanılan enerji miktarı, toplam 3,159,000 kWh (11,370,000 MJ) (O Faktörü) değerindeki kojenerasyon gücü ve ortalama enerji satın alım maliyeti olan 0.071 $/kWh'nin (19,741 GJ) (A Faktörü) çarpımıdır. Hedeflenen enerji tasarrufu miktarı yıllık 224,300 $ dır.

AB. İşletme Maliyetlerinde Azalma: Güç satın alımı ve kazan yakıt maliyetlerindeki toplam azalma, kazan yakıt tasarrufu 83,400 $ (Z Faktörü) ve enerji satın alımı tasarrufu 224,300 $ (AA Faktörü)'nın toplamıdır. Faaliyet maliyetlerinde azaltım yıllık 307,700 $ olarak hesaplanmıştır.

AC. Yıllık Tasaruflar: Toplam yıllık tasarruf, işletme maliyeti azaltımı olan 307,700 $ ile toplam işletme maliyeti olan 204,100 (W Faktörü) arasındaki farka eşittir. Kojenerasyon sisteminde, temel-yüklü çalışmanın yıllık 103,600 $ tasarruf sağlaması öngörülmektedir.

Prosedürdeki son adım ekonomik uygunluk değeri hesabıdır ki sözkonusu çalışma için bu adım basit geri ödemedir

AD. Basit Geri Ödeme: Maliyetlerin kendisini amorti edişi, toplam proje yatırımı olan 450,000 $'ın (N Faktörü) yıllık tasarruf miktarı olan 103,600 $'a bölünmesi yoluyla hesaplanır. Bu amorti değerinin 4.3 yıl olması hesaplanmıştır.

4.2.2 Alternatif Sistemler

Temel-yüklü 390 kW'lık sistemin, normal amorti süresinin 4,3 yıl olduğu görülmüştür; ayrıca, daha ayrıntılı analizler için faaliyet alanında gereksinim duyulup duyulmadığını açığa kavuşturmak üzere alternatif teknolojiler ve boyutlar da gözden geçirilmiştir.

Burada göz önüne alınan ilk seçenek, içten yanmalı bir türbindir. Sonuçlar Tablo 4-4'te gösterilmektedir. Pistonlu sistem ve içten yanmalı türbinin analizi esnasında göze çarpan ilk farklılık, sistem büyüklüğünün hesaplanmasındaydı. Küçük bir içten yanmalı türbin, (1,000 kW'den az), elektrik çıkışının her bir kilowatt saatinde (MJ) 8,000 ile 15,000 Btu (2,344 ile 4,395 kJ) arası kullanılabilir atık ısı ortaya çıkaracaktır (Tablo 4-3) veya bir pistonlu motordan üretilenin iki katından daha fazla buhar üretir. Tablo 4-4'te gösterildiği üzere, ısı dönüşüm faktörü (H Faktörü) 10,000 Btu/kWh'e 2,931 kJ/MJ) yükseltilmiştir. Sistemin ısı oranı da (P Faktörü) 22,000 Btu/kWh'e (6,447 kJ/MJ) çıkmıştır. Isı dönüşümündeki değişimin etkisi, termal temel-yüklü sistemin büyüklüğününü 188 kW'a (K faktörü) indirgemek amaçlıdır. Küçük türbin kullanımı, aynı boyutlardaki pistonlu motor kullanımı kadar fazla değildir; bu sebeple, en üst seviyede sermaye maliyeti kullanılmıştır. Buradaki uygulamada, birim maliyet 1,250 $/kW olarak öngörülmüş ve tüm ihtimaller hesaba katıldığında, proje yatırımının 258,000 $'dan (N Faktörü) daha yüksek olacağı ortaya çıkmıştır.

Tablo 4-4 188 kW İçin Geri Ödeme Planı

ENERJİ FİYATLARI:		
A. Ortalama Satın Alınan Enerji Fiyatı	0.071	$/Wh
B. Standby Fiyatı	3.00	$kW/Ay
C. Isıtma Yakıtı Fiyatı	4.21	$/MMBtu
D. Kojenerasyon Yakıt Oranı	3.71	$/MMBtu
TEKNİK FİZİBİLİTE:		
E. HVAC Tesisat Maliyeti	0	$
F. Min.İhtiyaç	Bilinmyor	KW
SİSTEM BÜYÜKLÜĞÜ VE BÜTÇESİ:		
G. Min.Aylık Yakıt İhtiyacı	1645	MMBtu/Ay
H. Isı Geri Kazanım Faktörü(Tablo 4-3)	10000	Btu/kWh
I. Aylık Elektrik Çıkışı(0,8xG/Hx1000000)	131600	kWh/Ay
J. İşletme Süresi(Tablo 4-3)	700	Saat/Ay
K. Sistem Büyüklüğü(I/J)	188	KW
L. Sistem Birim Maliyeti	1250	$/KW
M. Kojenerasyon Sistem Maliyeti(LxK)	235000	$
N. PROJE YATIRIMI(E+M+Diğer)	258000	$
İŞLETME MALİYETLERİ:		
O. Yıllık Enerji Üretimi(12xKxJ)	1579200	kWh/yıl
P. Isı Oranı(Tablo 4-3)	22000	Btu/kWh
Q. Yıllık Yakıt Kullanımı(OxP/1000000)	34700	MMBtu/yıl
R. Yıllık Kojenerasyon Yakıt Maliyeti(DxQ)	128700	$/yıl
S. Bakım Fiyatı(Tablo 4-3)	0.006	$/kWh
T. Yıllık Bakım Maliyeti(OxS)	9500	$/yıl
U. Yıllık Standby Maliyeti(12xBxK)	6800	$/yıl
V. İdare ve Genel	2400	$/yıl
W. TOPLAM İŞLETME MALİYETİ(R+T+U+V)	147400	$/yıl
İŞLETMEDEN SAĞLANAN TASARRUFLAR:		
X. Geri Kazanılan Isı Enerjisi(OxH/1000000)	15800	MMBtu/Yıl
Y. Karşılanan Yakıt(X/0,8)	19800	MMBtu/Yıl
Z. Isıtma Yakıtı Tasarrufu(YxC)	83400	$/Yıl
AA.Satın Alınan Enerji Tasarrufu(OxA)	112100	$/Yıl
AB.İşletme Maliyeti Azalımı(Z+AA)	195500	$/Yıl
AC.YILLIK TASARRUF(AB-W)	48100	$/Yıl
GERİ ÖDEME:		
AD. Basit Geri Ödeme(N/AC)	5,37	Yıl

188-kW'lık içten yanmalı türbin, 48,100 $ civarında tasarruf sağlayacak ve basit geri ödemesi de 5.4 yıl olacaktır. Şurası açıktır ki, bu sistem, ekonomik açıdan pistonlu motor sistemi kadar çekici değildir. Bunun yanında içten yanmalı türbinin analizi esnasında ortada yeterli gaz basıncının mevcut olduğu ve sistemin, bir doğal gaz kompresörünün ek yükleri ve ek maliyet olmadan kurulabileceği varsayılmıştır.

Bu inceleme esnasında ele alınan ikinci bir seçenek , daha büyük 600 kW'lık bir pistonlu motordur. Bunun için analiz Tablo 4-5'te ortaya konmuştur. Bu seçenek, başlangıçta birim sistem sermaye maliyeti olarak 1,000 $/kW (L Faktörü) alınan ve nispeten düşük olan bakım masrafları olarak 0.010 $/kWh (2.78 $/GJ) (S Faktörü) alınan bir denge ekonomisi ortaya koymuş ve geri ödeme süresini kısaltmıştır. 660,000 $'lık bir bütçe ve yıllık 186,600 $'lık bir tasarruf ile, 600 kW'lık sistemin 3.4 yıllık bir geri ödeme süresinin olacağı öngörülmüştür. Net bir şekilde, kojenerasyon sistemini büyütmenin yatırım açısından daha karlı geri dönüşler gerçekleştireceği görülmektedir.

4.2.3 Özet

Bu analizin amacı, bir kojenerasyon sisteminin bu kuruluşa uygun olup olamayacağını belirlemek ve bu sistemin başlangıçta doğurabileceği sıkıntıları ortaya koymaktır. Yukarıda da bahsedilen alternatif analizlere dayanarak, yaklaşık 390 kW ile 600 kW arasında büyüklüklere sahip bir pistonlu motor sisteminin uygun olduğu sonucuna varılmıştır. Bunun yanında, bir içten yanmalı türbin bazlı sistemin, pistonlu motor bazlı sistemden daha az çekici olduğu da ortaya çıkmıştır.

4.3 Eleme Analizi

Gelişim devresinin bir sonraki aşaması, bu sistemin kojenerasyon potansiyelinin daha detaylı bir incelemesini içermektedir.

4.3.1 Veri Toplama ve İnceleme:

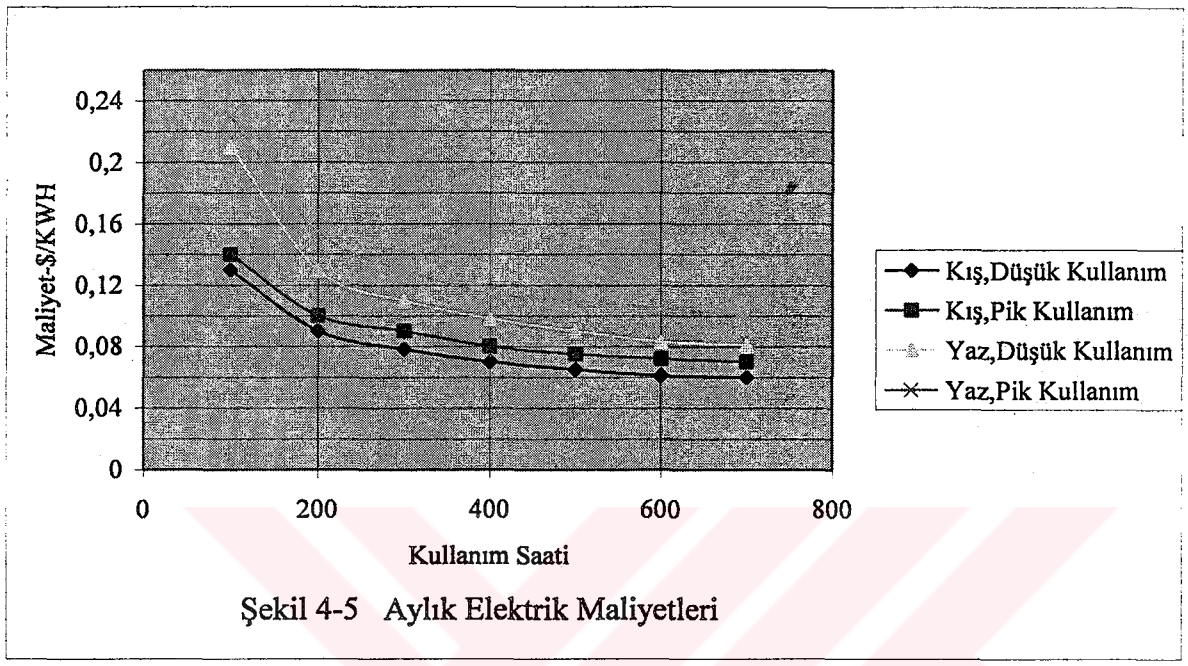
Tablo 4-1'de gösterilen fatura verileri, geçmişe ait fatura ekstreleri ve maliyetlerinin gösterildiği takvim aylarının uzunluğuna çekilmiş ve normal bir konuma sokulmuştur. Elektrik masrafları, aşağıda görülen fiyat taslağı kullanılarak aylık olarak hesaplanmıştır:

- Aylık 100 $ müşteri harcaması
- En yoğun aylar olan Haziran Ocak arası dönemde aylık 15.00 $/kW'lık fatura talep payı ve tüm diğer aylar için aylık 8 $/kW fatura talep payı- Fatura talebi, ay içerisinde ortaya çıkan en yüksek (pik) reel taleptir.
- Yoğun ayların yoğun dönemlerinde 0.080 $/kWh (22.24 $/GJ) olarak hesaplanan ve yoğun olmayan ayların en yüksek dönemlerinde 0.060 $/kWh (16.68 $/GJ) olarak hesaplanan enerji fatura miktarı iş günlerinde yoğun olan saatler 8.00 ile 16.00 arasındadır. Yoğun olmayan saatlerde enerji için ödenen tutar. 0.050 $/ kWh'dir (13.90 $/GJ).
- Faturalanmış tüm kilowatt saatler için 0.015 $/ kWh'lik (4.17 $/GJ) bir yakıt dengeleme kredisi kullanılmıştır.
- Tüm harcamalar %4'lük satış vergisine tabidir.

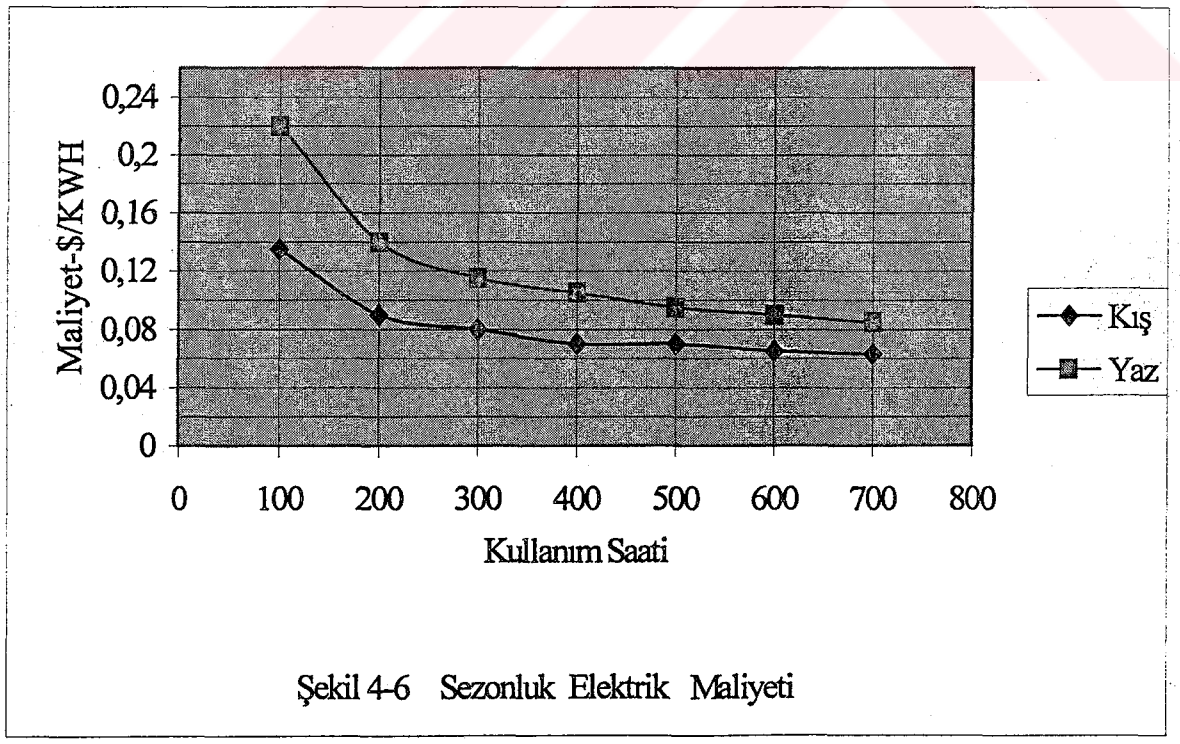
Yukarıdaki fiyatlar, Şekil 4-5'da grafik halinde gösterilmiştir. Burada satış vergisi de, 0.015 $/kWh'lik (4.17 $/GJ) yakıt düzenleme kredisi de, hesaplanan maliyete katılmamıştır. Yoğun döneme ait ödemeler, düşük kullanım faktörü ve yoğun dönem kullanımı için 0.12 $/kWh (33.36 $/GJ) değerini aşabilir. Yoğun olmayan dönem harcamaları da yine nispeten yüksektir ki bu da 0.08 $/kWh'in (22.22 $/GJ) üzerindedir.

Tesis normalde yoğun olan saatler içerisinde, toplam enerjisinin % 29.8'ini kullanmıştır. Şekil 4-6, kullanımın %30'unun yoğun olan saatlerde ortaya çıktığı ve nispeten benzeri taleplere sahip olan bir tesis için, ortalama kış ve yazlık enerji maliyetlerini göstermektedir. Bu durumda, yıllık

toplam satın alınmış enerji maliyeti 369,000 $ olarak hesaplanmıştır ve ortalama maliyet 0.071 $/kWh (19.74 $/ GJ) olarak belirlenmiştir.



Şekil 4-5 Aylık Elektrik Maliyetleri



Şekil 4-6 Sezonluk Elektrik Maliyeti

Tablo 4-5 600 kW İçin Geri Ödeme Planı

ENERJİ FİYATLARI:		
A. Ortalama Satın Alınan Enerji Fiyatı	0.071	$/Wh
B. Standby Fiyatı	3.00	$kW/Ay
C. Isıtma Yakıtı Fiyatı	4.21	$/MMBtu
D. Kojenerasyon Yakıt Oranı	3.71	$/MMBtu
TEKNİK FİZİBİLİTE:		
E. HVAC Tesisat Maliyeti	0	$
F. Min.İhtiyaç	Bilinmiyor	KW
SİSTEM BÜYÜKLÜĞÜ VE BÜTÇESİ:		
G. Min.Aylık Yakıt İhtiyacı	Alınamadı	MMBtu/Ay
H. Isı Geri Kazanım Faktörü(Tablo 4-3)	5000	Btu/kWh
I. Aylık Elektrik Çıkışı(0,8xG/Hx1000000)	Alınamadı	kWh/Ay
J. İşletme Süresi(Tablo 4-3)	675	Saat/Ay
K. Sistem Büyüklüğü(I/J)	600	KW
L. Sistem Birim Maliyeti	1000	$/KW
M. Kojenerasyon Sistem Maliyeti(LxK)	600.000	$
N. PROJE YATIRIMI(E+M+Diğer)	660.000	$
İŞLETME MALİYETLERİ:		
O. Yıllık Enerji Üretimi(12xKxJ)	4.860.000	kWh/yıl
P. Isı Oranı(Tablo 4-3)	12000	Btu/kWh
Q. Yıllık Yakıt Kullanımı(OxP/1000000)	58300	MMBtu/yıl
R. Yıllık Kojenerasyon Yakıt Maliyeti(DxQ)	216.300	$/yıl
S. Bakım Fiyatı(Tablo 4-3)	0.01	$/kWh
T. Yıllık Bakım Maliyeti(OxS)	48600	$/yıl
U. Yıllık Standby Maliyeti(12xBxK)	21600	$/yıl
V. İdare ve Genel	6000	$/yıl
W.TOPLAM İŞLETME MALİYETİ(R+T+U+V)	286.500	$/yıl
İŞLETMEDEN SAĞLANAN TASARRUFLAR:		
X. Geri Kazanılan Isı Enerjisi(OxH/1000000)	24300	MMBtu/Yıl
Y. Karşılanan Yakıt(X/0,8)	30400	MMBtu/Yıl
Z. Isıtma Yakıtı Tasarrufu(YxC)	128000	$/Yıl
AA.Satın Alınan Enerji Tasarrufu(OxA)	345.100	$/Yıl
AB.İşletme Maliyeti Azalımı(Z+AA)	473.100	$/Yıl
AC.YILLIK TASARRUF(AB-W)	186.600	$/Yıl
GERİ ÖDEME:		
AD. Basit Geri Ödeme(N/AC)	3,37	Yıl

Yakıt maliyetleri, aşağıdaki fiyatlar kullanılarak, aylık ölçekte hesaplanmıştır:

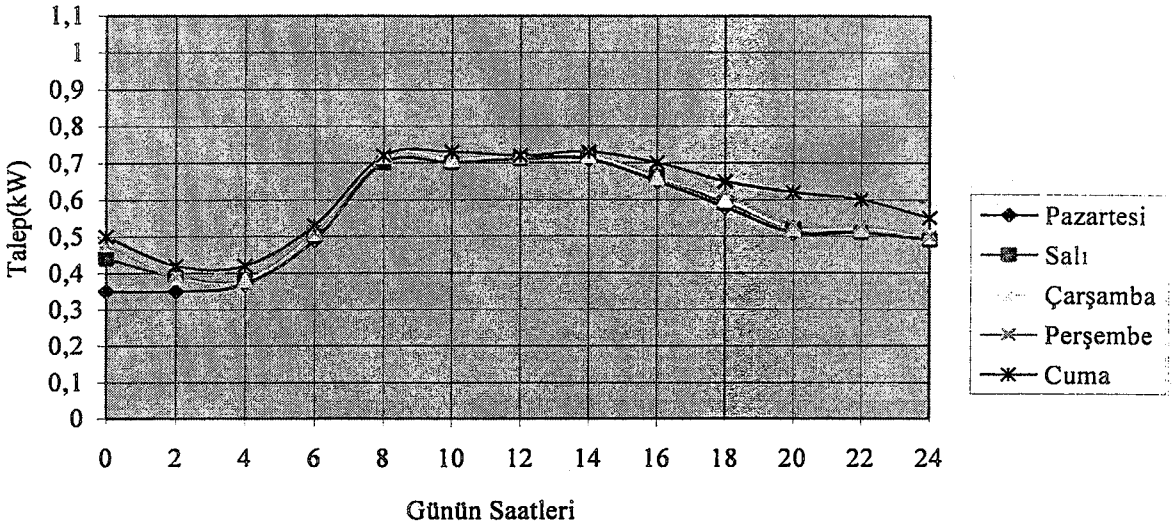
- Aylık 150$ müşteri harcaması
- Kojenerasyon güç ünitesinde kullanılan gaz üzerinde uygulanan 0.50 $/MMBtu'luk (0.47 $ /GJ) indirimli olarak 4.00 $/MMBtu (3.79 $/GJ) emtiya harcaması.
- Tüm harcamalar %4'lük satış vergisine tabidir.

Doğal gaz için gerçekleştirilen yıllık harcama 157,500 $ olarak hesaplanmıştır. Ortalaması ise, Tablo 4-1'de gösterildiği gibi, 4.21 $/MMBtu'dur (3.99 $ / GJ) Bu maliyet içerisinde %4'lük satış vergisi de vardır. Tesisin toplam enerji harcamaları , yıllık vergiler dahil 527,000 $ olarak hesaplanmıştır.

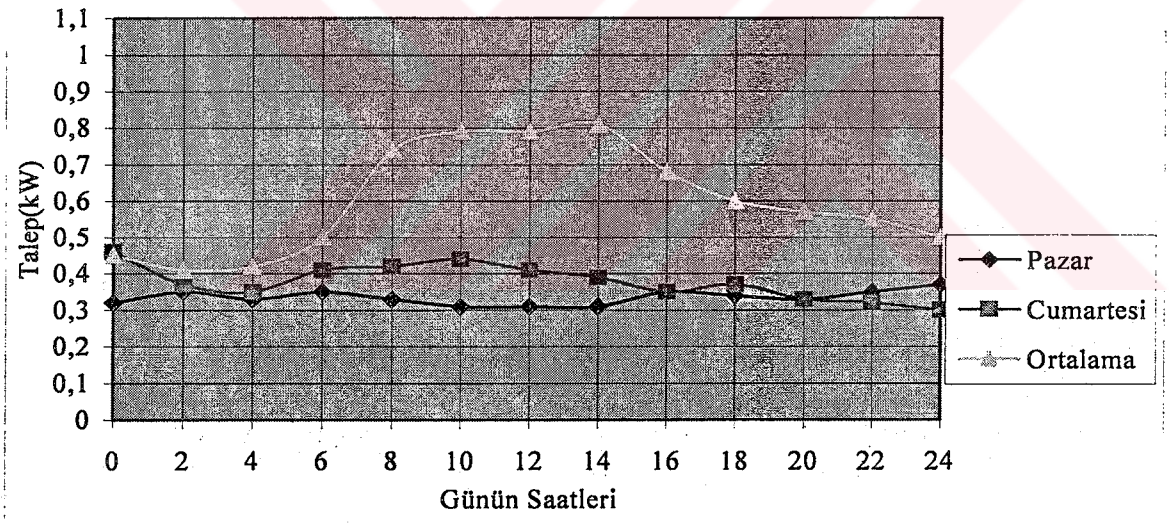
Ortalama maliyetlere dayandırılan basit bir başlangıç analizi için aylık veriler kullanılabilir; ancak, eleme analizi için daha ayrıntılı verilere gerek duyulmaktadır. Bu durumda elektrik kullanım profilleri, bölgesel elektrik şebekesinden temin edilmiş ve buhar tabloları da enerji departmanı yetkililerinden alınmıştır. Farklı kullanımların örneklemesi olarak, 3 aylık veriler gözden geçirilmiştir- en yüksek ısıtma ayı, en fazla enerji tüketilen ay ve ara değerlere sahip bir başka ay.

Şekil 4-7, Ocak ayı süresince, iş günlerinde gözlenen saatlik kullanımları ortaya koyar. Alçalıp yükselen elektrik kullanım eğrisi tekrarlıdır; günün erken saatlerinde 350 kW 450 kW arasında düşük bir değerde sabit kalırlar, daha sonra, saat 5:00'dan itibaren yükselmeye başlayarak, günlük 800 kW değerlerinde yüksek ve kalıcı bir konuma sahip olurlar. Ve kullanım, öğleden sonra 3'ten itibaren artarak düşüş göstermeye başlar. Saatlik değişiklikler ise çok belirgin değildir.

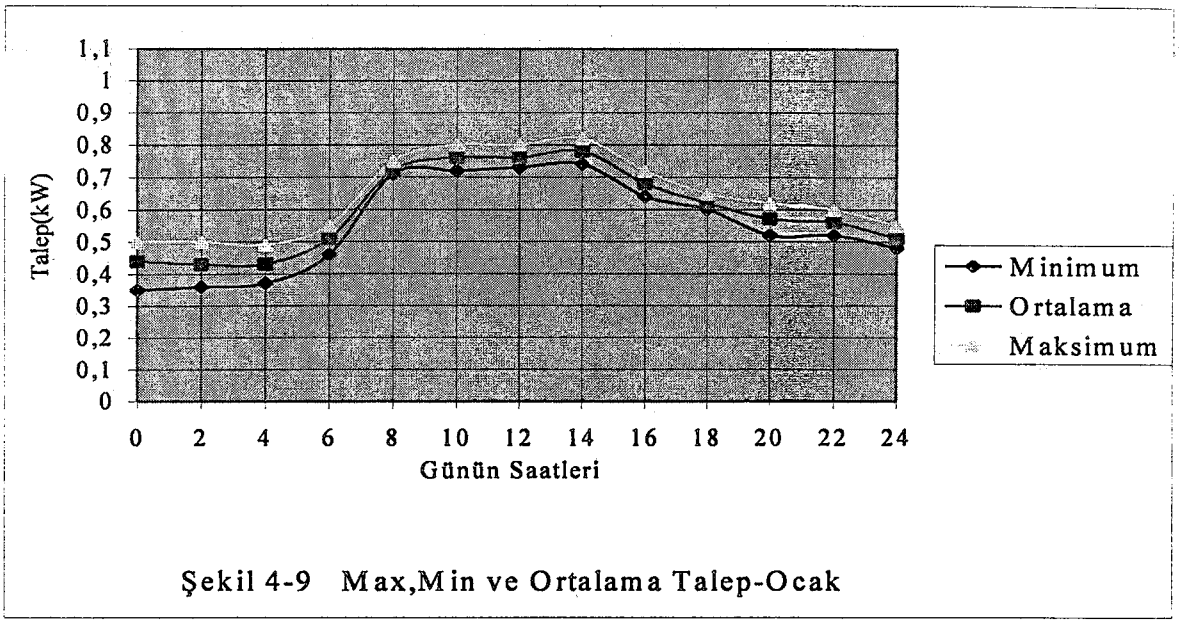
Şekil 4-8 hafta sonu kullanımını gösterir ve Cumartesi günleri görülen sınırlı ofis kullanımının etkisini yansıtır. Şekil 4-9, buradaki analizde temel alınan 2 haftalık bir süreç için maksimum, minimum ve ortalama kullanımı gösterir. Bu aynı şebeke-bazlı çıktılar, diğer ayların profillerinin geliştirilmesi için de kullanılmıştır ve sonuçlar da Şekil 4-10'den Şekil 4-13'e kadar olan şekillerde özetlenmiştir.



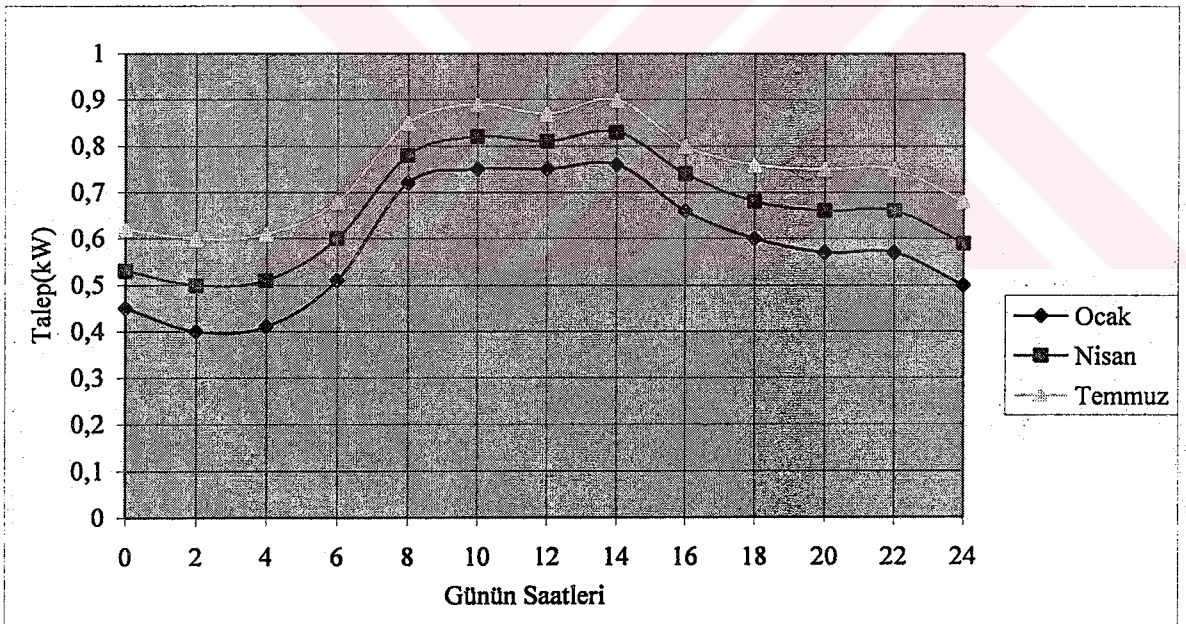
Şekil 4-7 Hafta İçi Saatlik Talep-Ocak



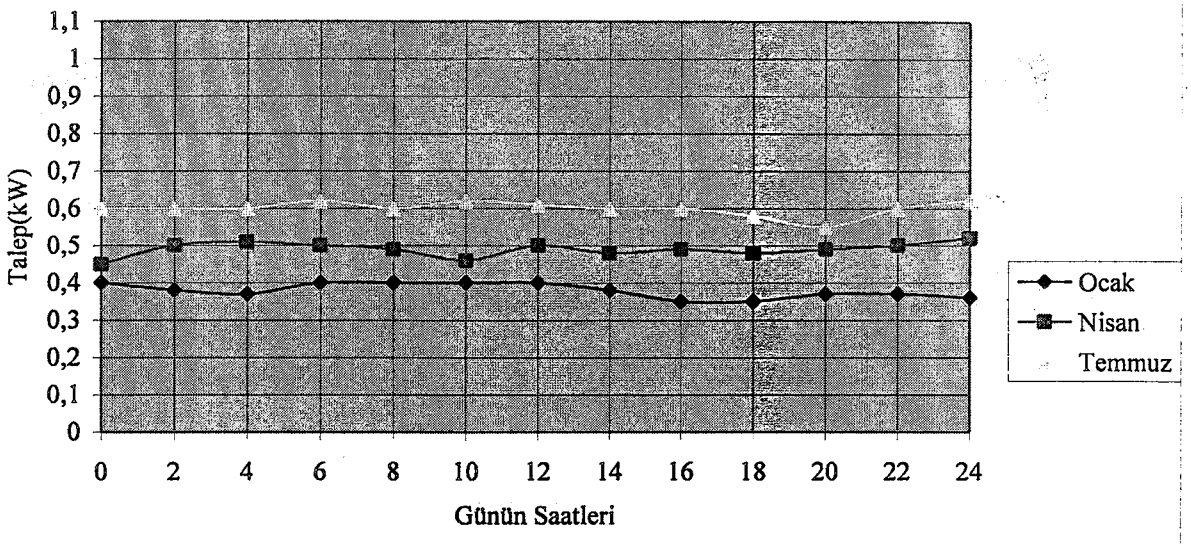
Şekil 4-8 Haftasonu Saatlik Talep-Ocak



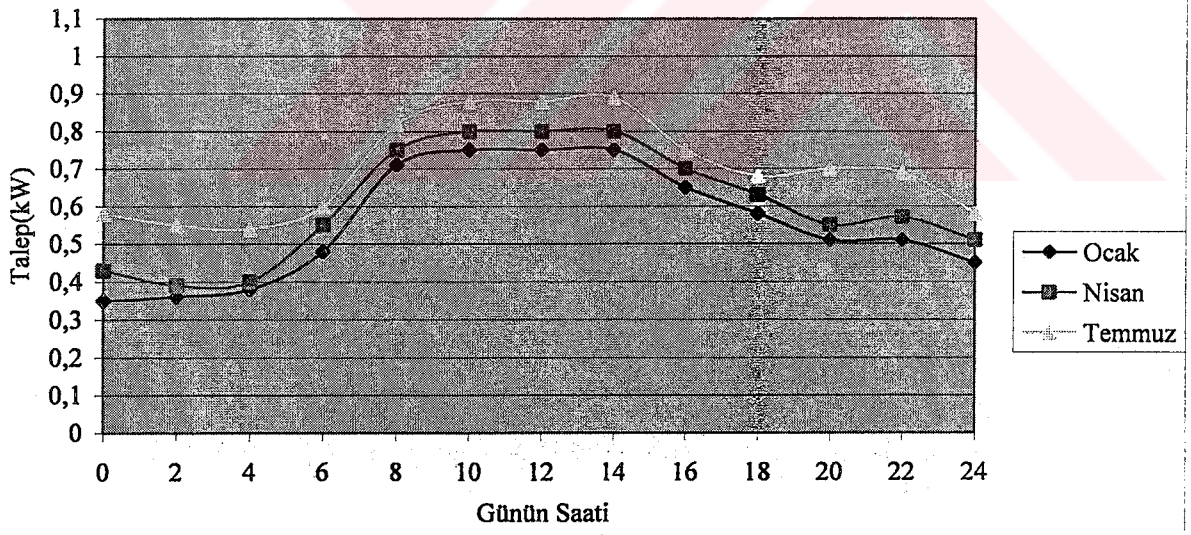
Şekil 4-9 Max,Min ve Ortalama Talep-Ocak



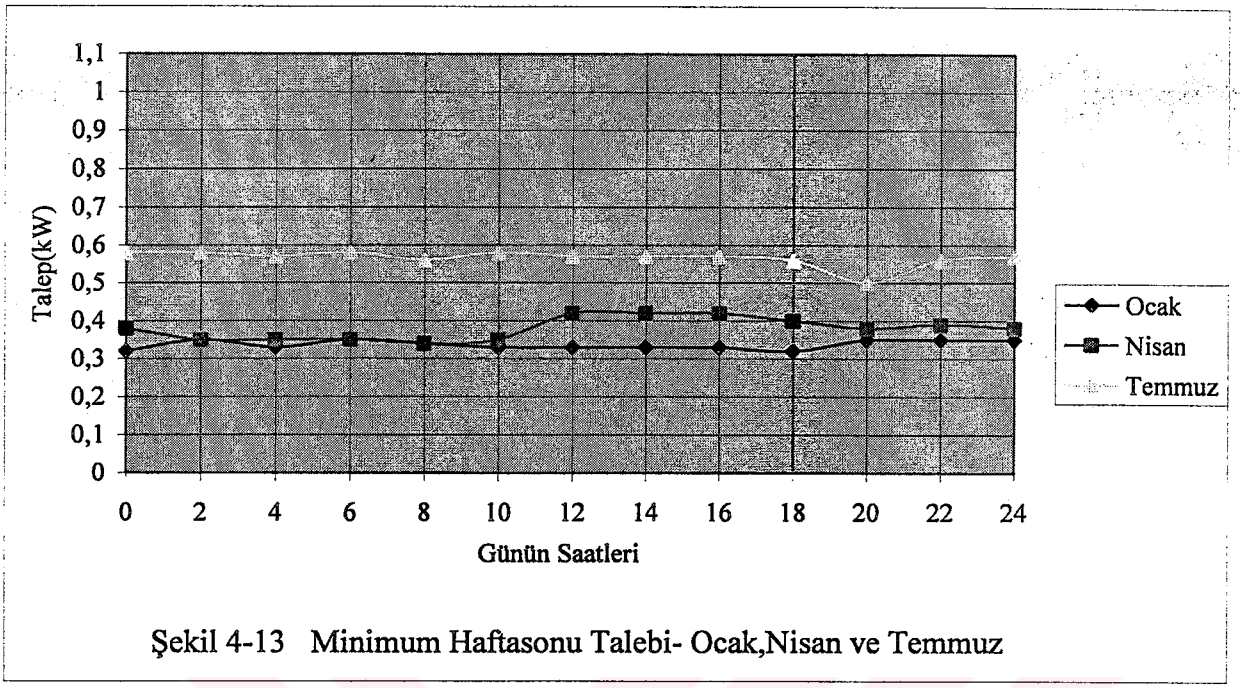
Şekil 4-10 Ortalama Haftaiçi Talep-Ocak,Nisan ve Temmuz



Şekil 4-11 Ortalama Haftasonu Talebi-Ocak,Nisan ve Temmuz

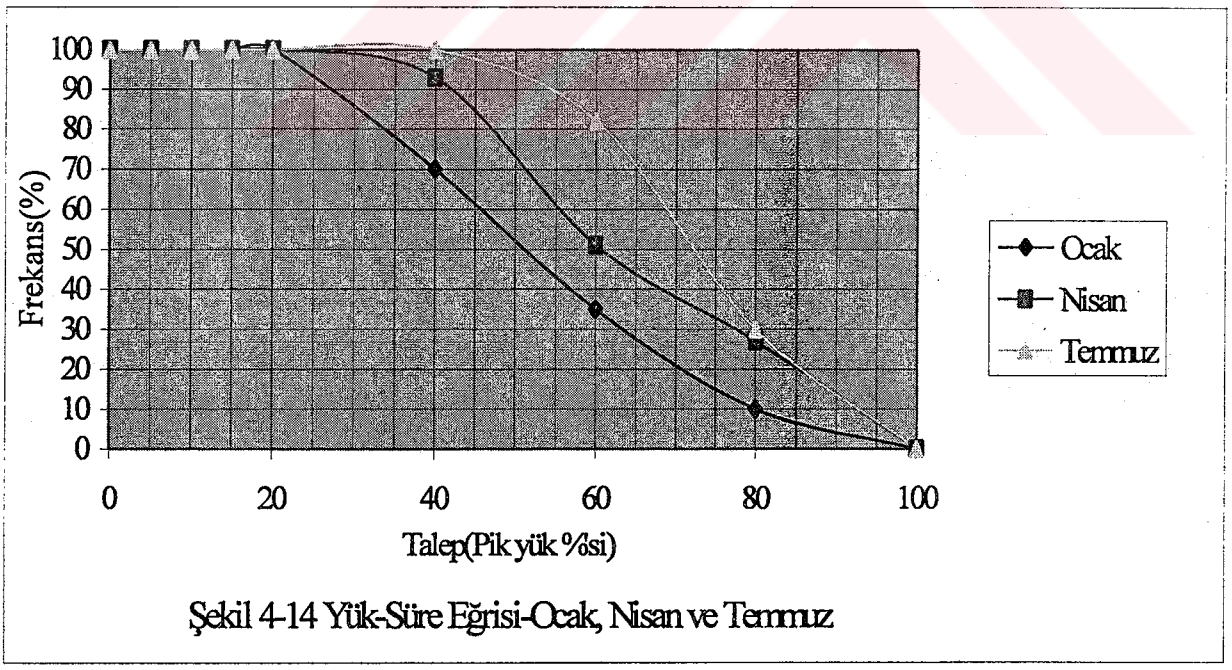


Şekil 4-12 Minimum Haftaiçi Talebi-Ocak,Nisan ve Temmuz

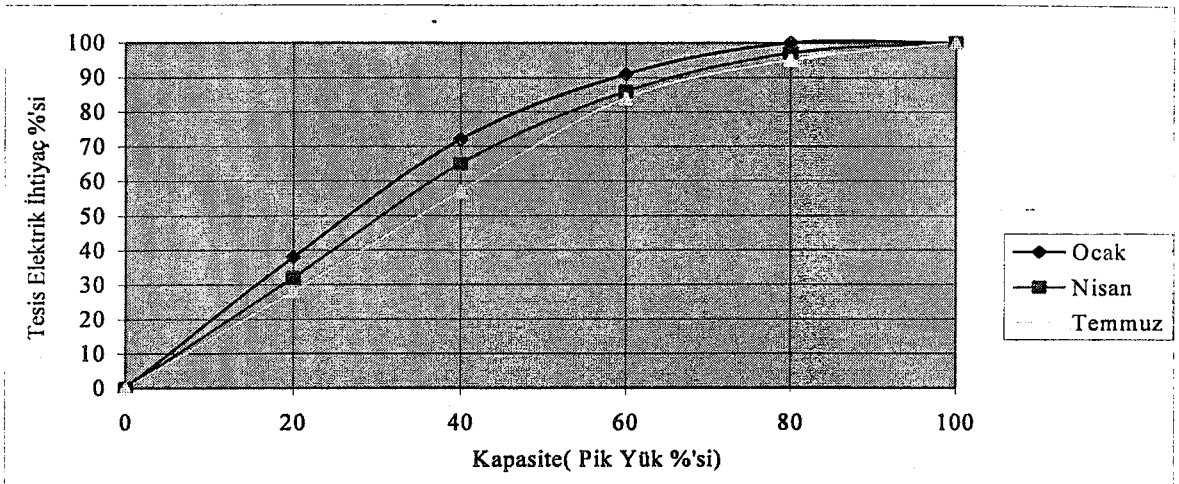


Şekil 4-13 Minimum Haftasonu Talebi- Ocak,Nisan ve Temmuz

Şekil 4-14, sonuçta ortaya çıkan ortalama yük-süre eğrilerini örneklendirir. Ortalama kapasite-kullanım eğrisi, Şekil 4-15'da, her ay için ayrı ayrı gösterilmiştir. Ocak ayının



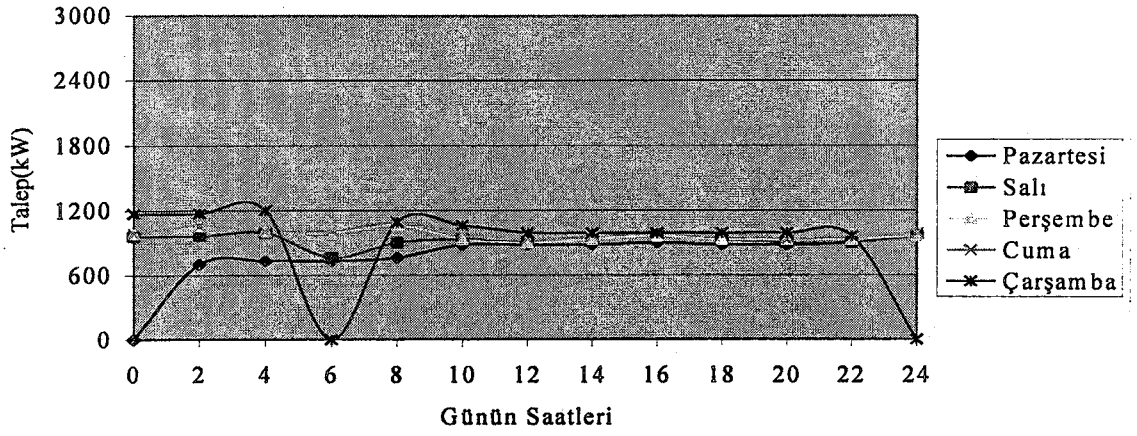
Şekil 4-14 Yük-Süre Eğrisi-Ocak, Nisan ve Temmuz



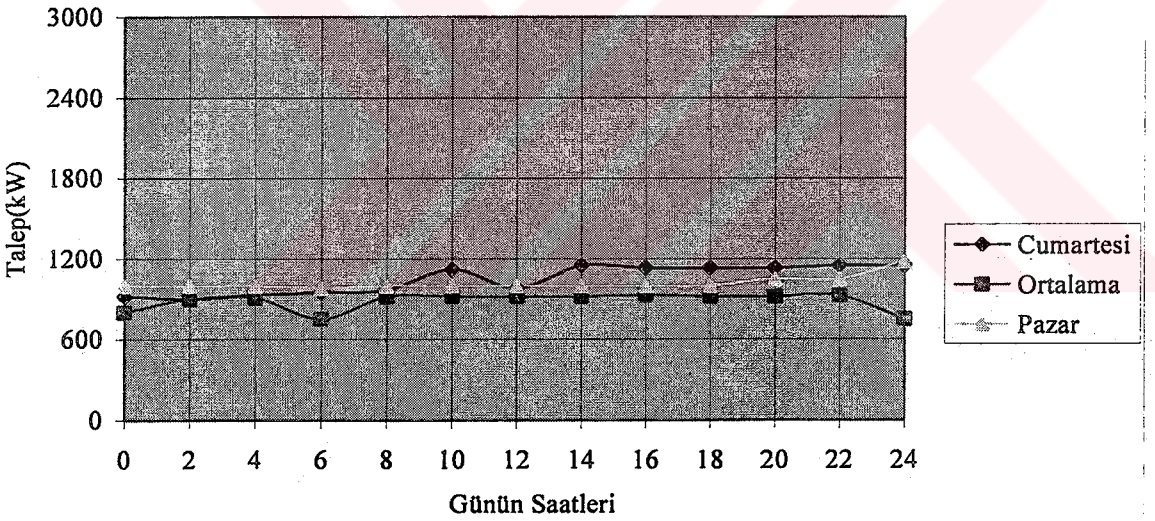
Şekil 4-15 Kapasite-Yük Eğrisi Ocak,Nisan, Temmuz

enerji gereksinimlerini karşılayacak büyüklükte bir kojenerasyon sistemi aynı zamanda yazlık elektrik yükünün de %95'inden fazlasını karşılayacak durumda olacaktır.

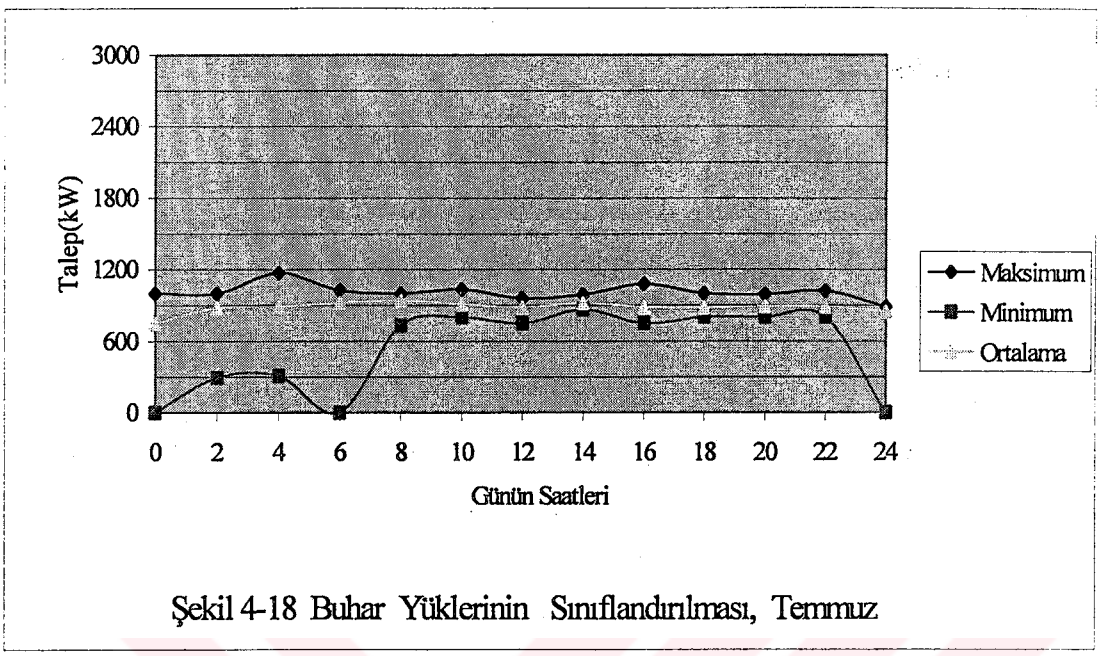
Buhar gereksinimi ile ilgili veriler, günlük ve saatlik değer olarak mevcuttur ve Temmuz ayı içerisindeki normal iş günlerindeki saatlik buhar üretimi, kullanımın en yüksek olduğu bu ay için Şekil 4-16'de gösterilmiştir. Pazartesi gününde görülene benzer tutarsızlıklar, kojenerasyon sisteminin çalışması ile ilgilerinin ve sisteme etkilerinin ortaya konması amacıyla araştırılmalıdır. Şekil 4-17, haftalık kullanım yüklerini ortaya koyar; Şekil 4-18 ise, buhar gereksinimleri aralığını gösterir. Görüleceği üzere, buhar kullanımı,gerek saatlik gerekse günlük olarak, elektrik yüklerinin gösterdiğinden çok daha fazla değişkenlik göstermiştir. Kojenerasyon sisteminin uygunluğu, geri kazanılan atık ısının ekonomik olarak kullanılabilirliğine bağlıdır ve düşük değerlerde buhar kullanım periyotları, Şekil 4-18'da gösterildiği gibi ayrıca incelenmelidir.



Şekil 4-16 Hafta İçi Saatlik Buhar Yükleri-Temmuz



Şekil 4-17 Haftasonu Buhar Yükleri, Temmuz



Şekil 4-18 Buhar Yüklerinin Sınıflandırılması, Temmuz

4-19 ve 4-22 arasındaki şekiller üç farklı ay tipi için bir karşılaştırma sunar. Şekil 4-23 ve 4-24, sonuçta ortaya çıkan yük-süre eğrilerini ve kapasite-yük eğrilerini sunar.

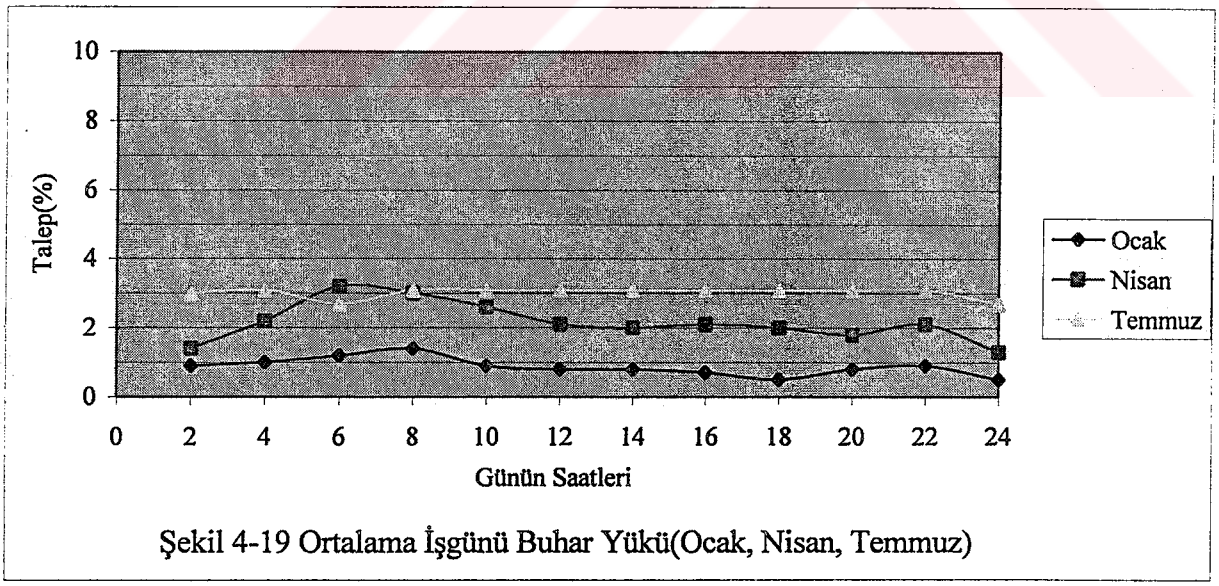
Bağımsız olarak elde edilen elektriksel ve termal yük-süre ve kapasite-yük eğrileri, elektrik ve termal gereksinimlerin tesadüfi olduklarını ortaya koyar; ancak bu ortaya konan bu sonuç daima doğru değildir. Tesiste elektrik ve termal gereksinimlerin gösterdiği değişiklikler arasındaki uyumsuzlukla başa çıkabilmek için iki boyutlu yük-süre eğrileri tekniği kullanılır. Bu eğriler, Şekil 4-24'de gösterildiği gibi yoğun olsun veya olmasın, somut fatura dönemleri için veya somut elektriksel ve termal aralıklar için de geliştirilebilir.

Daha geniş kapsamlı olan bu eleme analizindeki ilk adım, sistemin elektrik gereksiniminin değişik aralıkları için termal histogramların geliştirilmesidir. Şekil 4-25, sistemin elektrik gereksiniminin 401 kW ile 500 kW arasında değiştiği süreler için, Şekil 4-26'da tesisin elektrik gereksiniminin 501 kW ile 600 kW arsında değiştiği süreler için termal histogramı göstermektedir. Açıkça görüldüğü üzere, termal gereksinimlerin dağılımı, sistemin elektrik

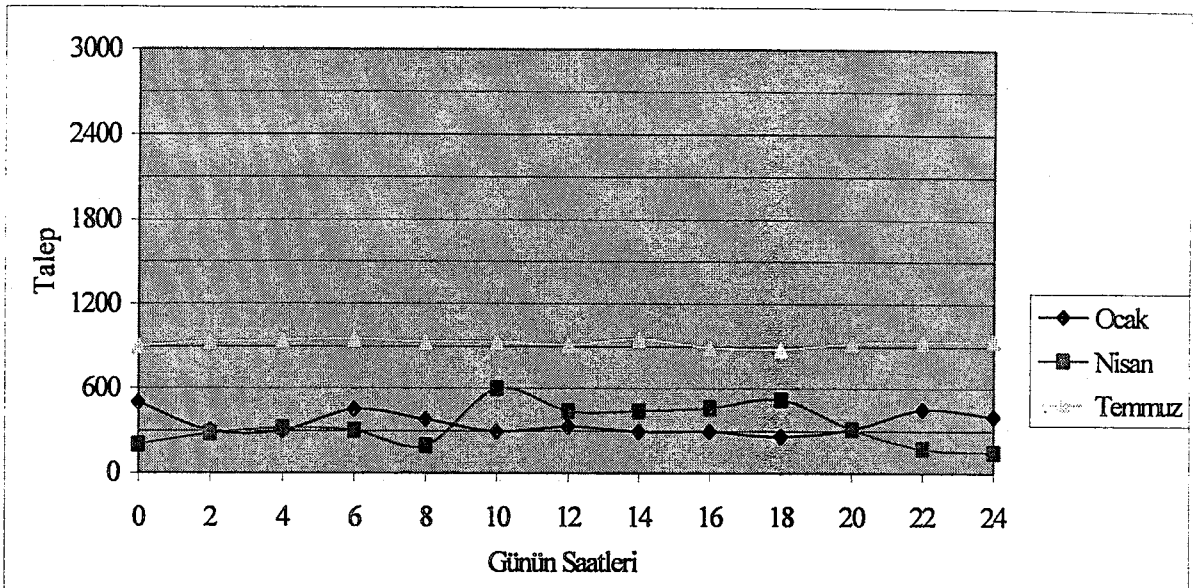
yükünün bir fonksiyonu olarak değişiklik gösterir. Şekil 4-27 ve 4-28, her bir histogram için ortaya çıkan yük-süre eğrilerini gösterir, Şekil 4-29 ve 4-30, son olarak ortaya çıkan kapasite ve yük eğrilerini ortaya koyar. Her bir 100kW aralığı için, eğriler geliştirilmiş ve bu eğriler de, geri kazanılmış atık ısının, konvansiyonel kazan yakıtının yerini ne oranda alabileceği konusuna model olması açısından kullanılmaktadır.

4.3.2 Enerji Analizi

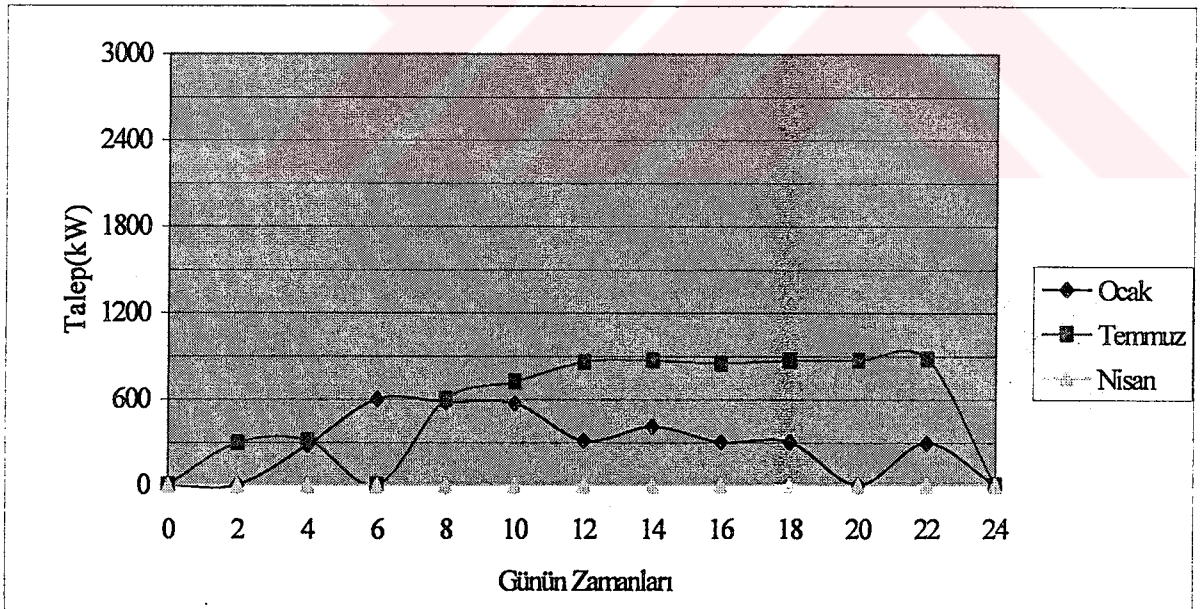
Eleme analizinde bir sonraki aşama, kojenerasyon sisteminin, özellikle de ekipman enerji performansının, modellendirilmesidir. Başlangıçtaki model, 375'kW'lık çalışma oranı taşıyan bir jeneratör ile, 1200 d/dak'lık, turbo şarjlı ve sonradan soğutmalı bir doğal gaz motoruna dayanmaktadır. Bu değerler, Şekil 4-31'te gösterildiği üzere, 29.61 inç civa (100 kPa) ve 77 F (25°C) olan SAE standart şartlarına dayanmaktadır. Bu bölge için elde edilen hava koşulları ile ilgili veriler, 3 ay için (Haziran, Temmuz ve Ağustos) günlük en yüksek sıcaklığın ortalama 77°F'ı (25°C) aştığını gösterir.



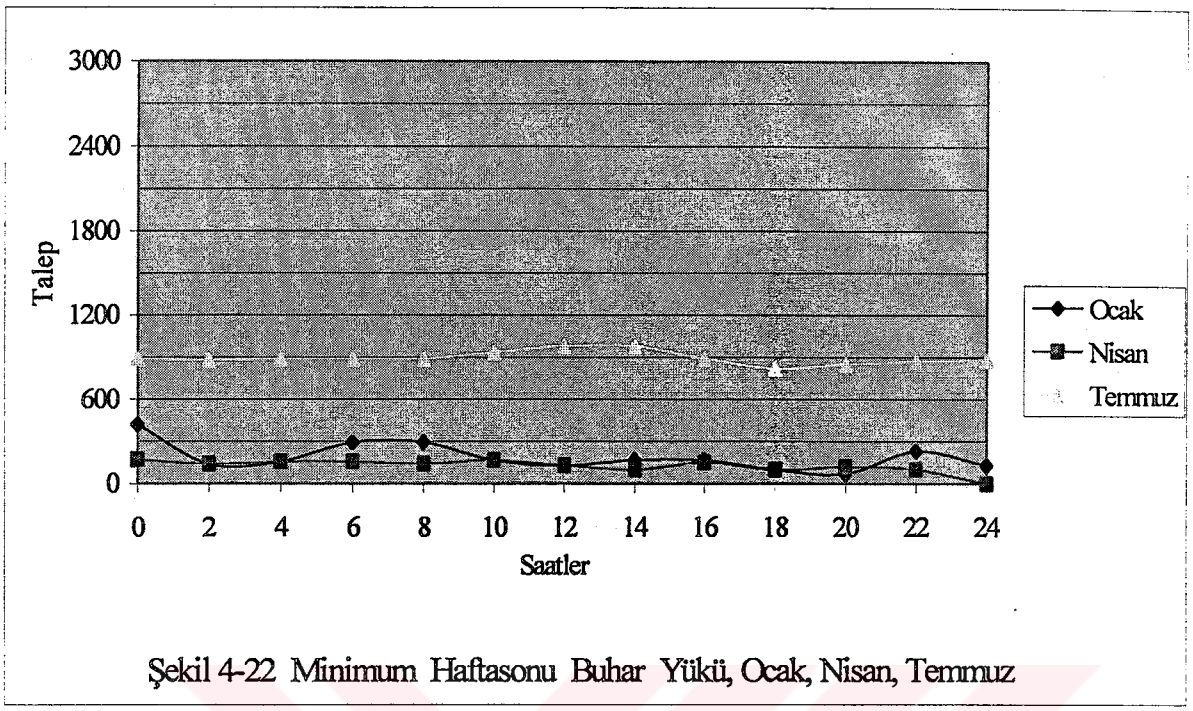
Şekil 4-19 Ortalama İşgünü Buhar Yükü(Ocak, Nisan, Temmuz)



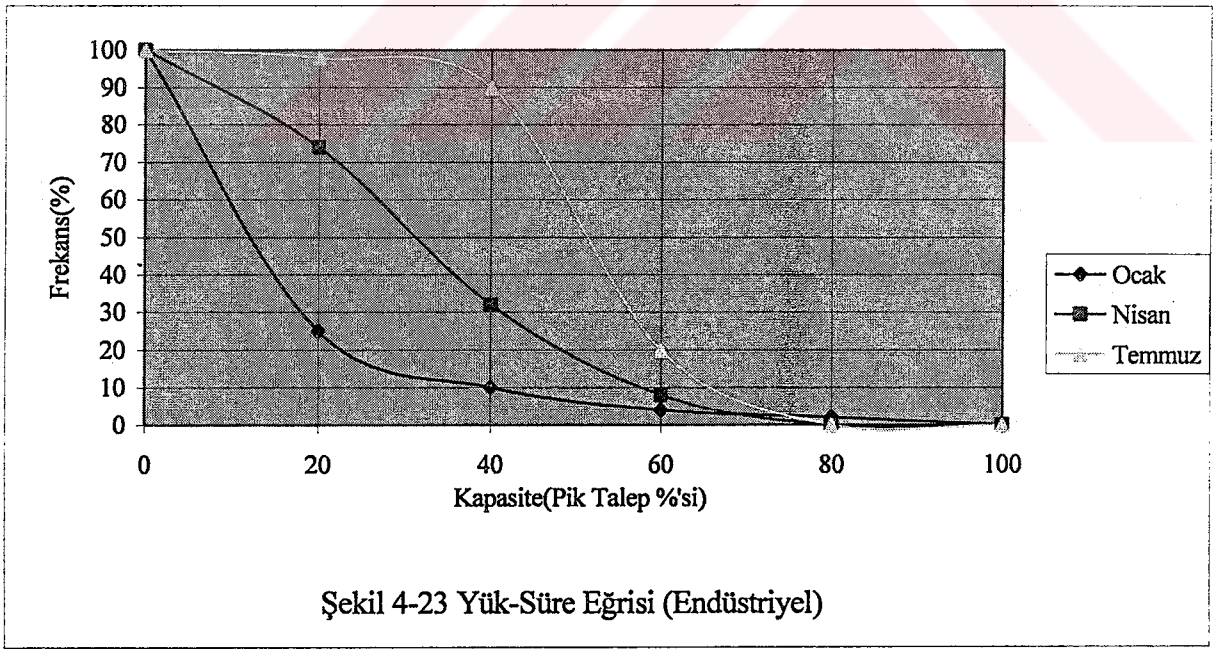
Şekil 4-20 Ortalama Haftasonu Buhar Yükü- Ocak, Nisan, Temmuz



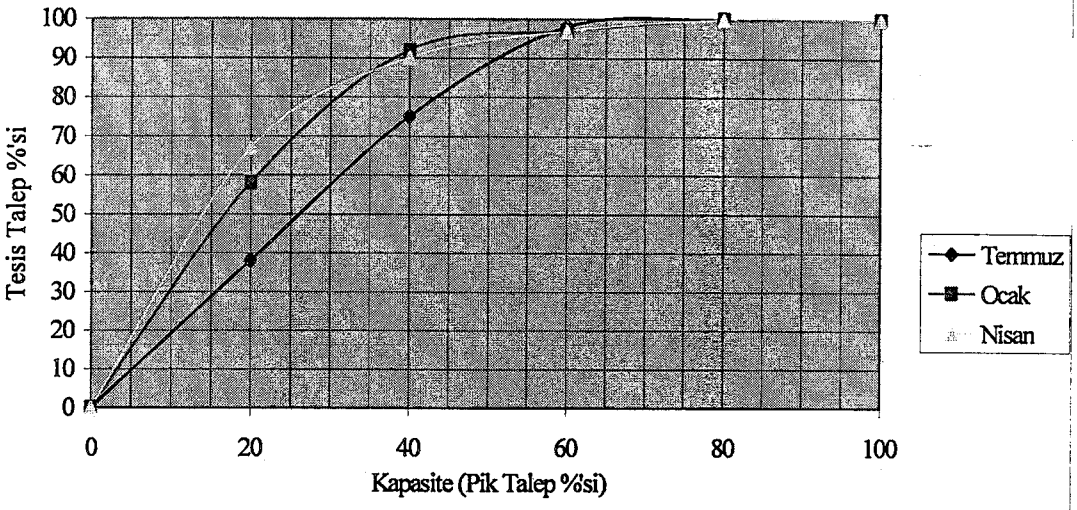
Şekil 4-21 Minimum İşgünü Buhar Yükü-Ocak, Nisan Temmuz



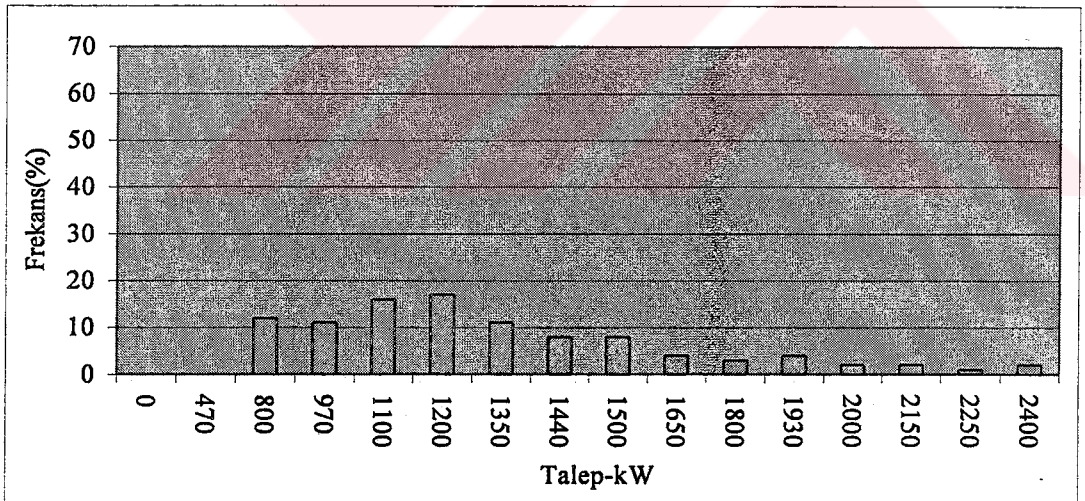
Şekil 4-22 Minimum Haftasonu Buhar Yükü, Ocak, Nisan, Temmuz



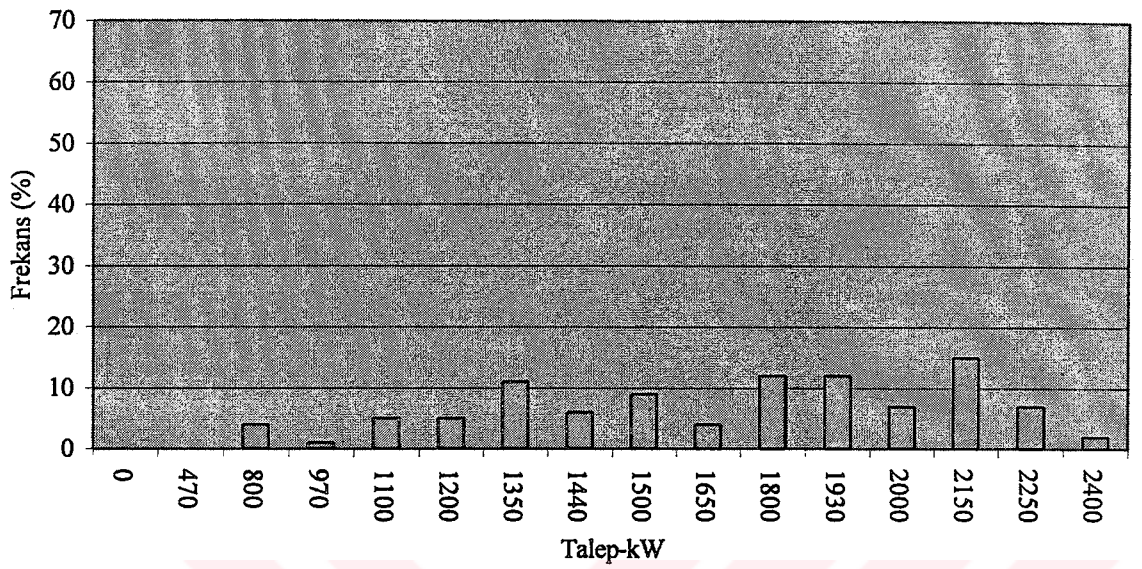
Şekil 4-23 Yük-Süre Eğrisi (Endüstriyel)



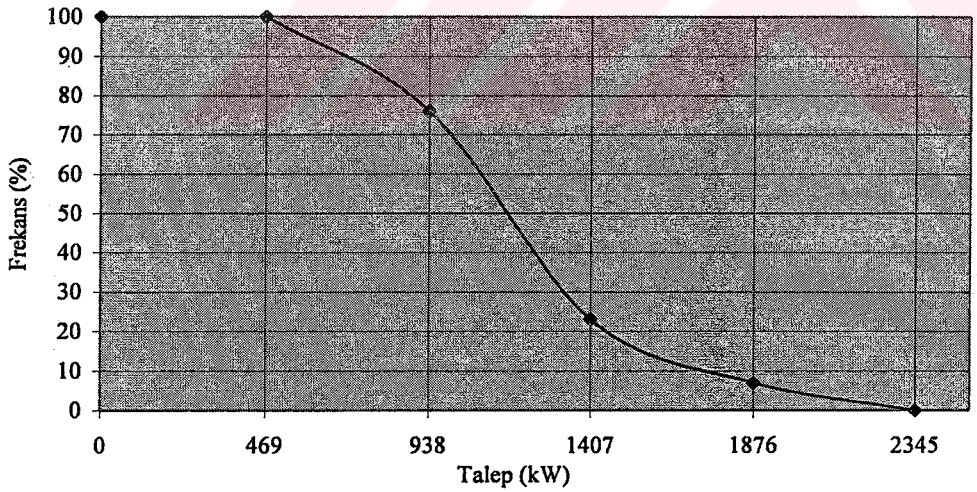
Şekil 4-24 Kapasite-Yük Eğrisi (Endüstriyel)



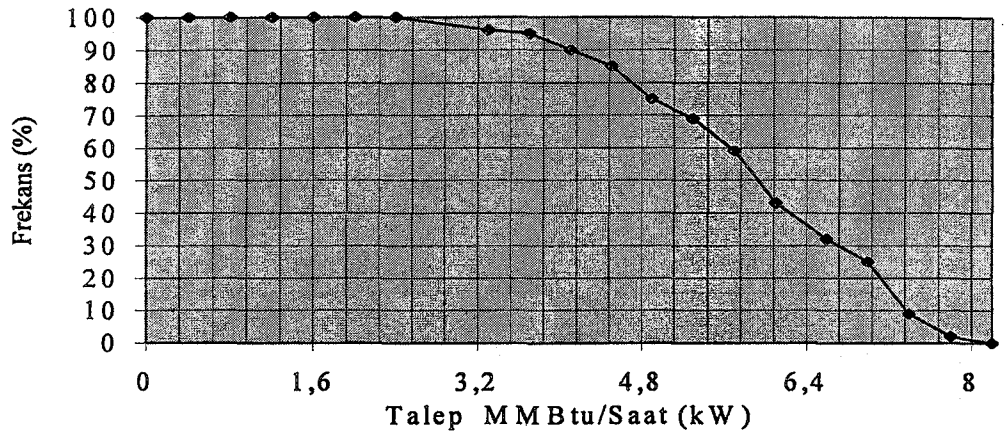
Şekil 4-25 Talep Histogramı-Endüstriyel 401- 500 kW



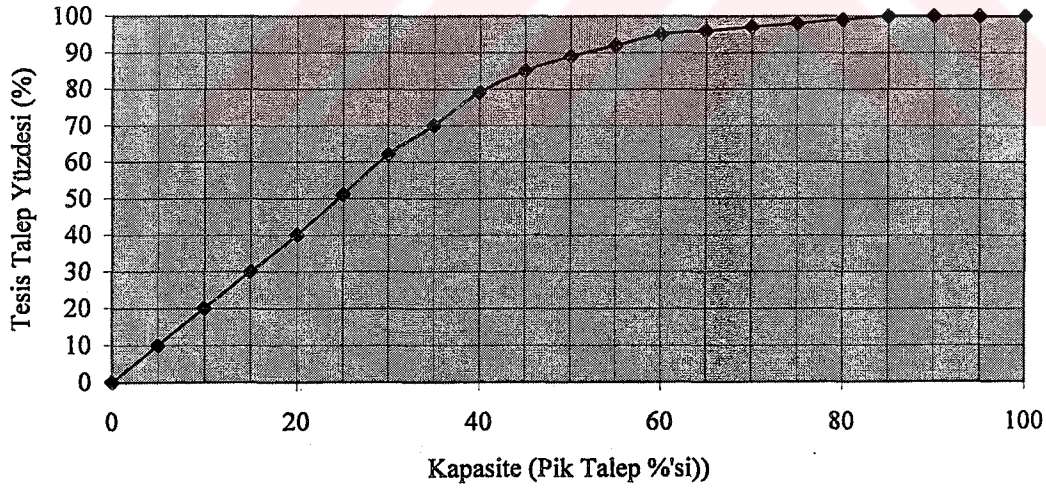
Şekil 4-26 Talep Histogramı - Endüstriyel 501-600 kW



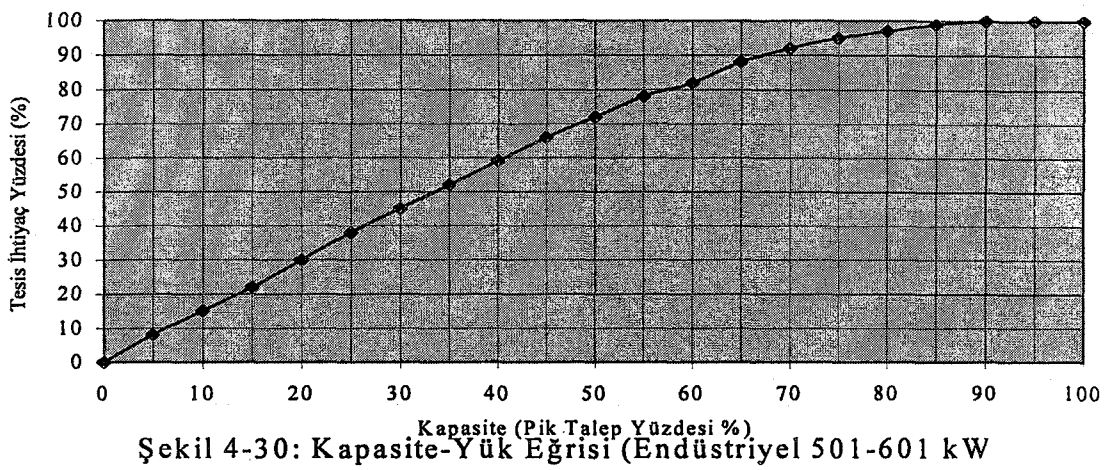
Şekil 4-27 Yük-Süre Eğrisi (Endüstriyel 401-500 kW)



Şekil 4-28 Yük-Süre Eğrisi (Endüstriyel 501-601 kW)



Şekil 4-29 Kapasite-Yük (Endüstriyel 401-500 kW)



Şekil 4-30: Kapasite-Yük Eğrisi (Endüstriyel 501-601 kW için)

Günlük sıcaklık daima 77°F (25°C)'nin altında seyreder. Motor jeneratör setinin çıkışının maksimum kapasitesini 77°F (25°C) üzerine ayarlamak, eleme analizinin doğruluğunu artıracaktır. Motor, sıcaklıktaki her bir 10°F'lık (5.65°C) artış için, %1 farklılık gösterir. Enerji modellemesinin sonuçları Tablo 4-6'da gösterilmiştir ve görüleceği üzere motorun minimum çıkışı, en yoğun yaz aylarında 1 kW veya 2 kW arasında düşüş gösterir.

Ekipman üreticileri, motor derecelendirmenin temeli olan standartları belirlemenin yanında, motorları farklı çalışma koşulları altında derecelendirir; örneğin, kompresyon oranı, soğutma sonrası su sıcaklıkları ve emisyon düzeyleri. Buradaki üretici, motoru, 90 F'lık (32.2 C) soğutma suyu ile 375 kW olarak derecelendirir. Soğutma suyunun sıcaklığının 130 F'a (54.4 C) yükseltilmesi, derecelemenin 365 kW'a düşürülmesini gerektirecektir. 375 kW için temel olan kompresyon oranının 9:1'in üstüne çıkarılması, motorun çıkışını artırabilir ancak turbo şarj, yakıtın özelliğini kaybetmesinin önüne geçebilmek için, motorun kompresyon oranında bir düşüşe gidilmesini gerektirebilir. Burada üreticinin, yüksek kompresyon ve turbo şarjlı bir motor önermediği görülmektedir. Aynı motorun doğal soğutmaya gitmesi, 210 kW'lık bir çıkışa sebebiyet verecektir.

Motor, %100 yükle ve 10,000 Btu/kWh (2,931 kJ/MJ) ile çalışıyorken, fren beygir gücü saati başına (Btu/hph) 7,460 Btu yakıta gereksinim duyar. Motor üreticileri arasında sıkça görüldüğü üzere, ısı oranı yakıtın al ısıl değeri ile ifade edilmiş ve üst ısıl değere dönüştürüldüğünde, 11,110 Btu/kWh (3,256 kJ/MJ)'lik bir ısı oranı ile sonuçlanmıştır. Motorun tam yüklü iken gereksinim duyduğu yakıt miktarı, 4,17 MMBtu/h (1,222 kW) (üst ısıl değerde) olarak belirlenmiştir. %75 yükle çalışıyorken, yakıt gereksinimi 3,30 MMBtu/h (967 kW)'a düşmüştür ki bu da ısı oranının 11,720 Btu /kWh'a (3,435 kJ/MJ) dönüşmesine sebep olur.

Üreticinin spesifikasyonu, ayrıca, motordan geri kazanılan ısıyı da içerir. Bu durumda, 23,000 Btu/dk'lık (404 kW) ısı, blok soğutucuda motordan alınır ve %98 bir ısı dönüşümü olduğu varsayılırsa, ceket ısısı geri kazanım sistemi, 260°F'da (126.7°C) ve yaklaşık 1,350,000 Btu/h (396 kW) enerjili sıcak su sağlar. 350°F'a kadar soğutulduğunda (176.7° C) , atık gazlar ise yaklaşık 10,500 Btu/dk (185 kW) enerjili ısıyı geri kazanımı sağlar. Bir ısı geri kazanım egzost kollektörü için %90 verimin var olduğu düşünülürse, atık gazlar yaklaşık 567,000 Btu/h (166 kW)'lık buhar sağlayacaktır. Motordan elde edilebilecek toplam geri kazanılabilen ısı 1,820,000 Btu/s (533 kW) veya yaklaşık 4,850 btu/kWh'dır (1,421 kJ/MJ).

Turbo şarjlı ve sonradan soğutmalı motorlar için makine üreticisinin motor çıkış değerleri, deniz seviyesinin 1,524m üzerindeki yüksekliklere kadar geçerlidir ve bu durumda yükseklikler ile ilgili hiçbir değişikliğe gerek yoktur. Doğal olarak havalandırılan motorlar, deniz seviyesi üzerinde çalışabilmek için belirli ayarlamalara gerek duyabilirler.

CATERPILLAR G3508 SITA SCAC MOTOR-GENERATÖR SETİ

9:1 Sıkıştırma Oranı Standartı		100%	75%	50%	25%
Havalandırma.....		TA	TA	TA	TA
Hız.....	d/dak	1200	1200	1200	1200
Ceket Suyu Sıcaklığı.....	F	210	210	210	210
Son Soğutucu Sıcaklığı.....	F	90	90	90	90
Motor Gücü.....	Bhp	542	405	273	133
Jeneratör Çıkışı.....	kW	375	281	188	90
Nox.....	g/bhp-h	20.9	20.1	19.9	15.4
CO.....	g/bhp-h	0.7	0.7	0.8	1.5
HC(Toplam).....	g/bhp-h	1.2	1.4	1.7	2.8
HC(Metansız).....	g/bhp-h	0.2	0.2	0.3	0.4
Egzost Oksijeni.....	%(kuru)	2	1.9	1.5	0.8
Kompresör Çıkış Basıncı.....	Hg(abs)	59	55.2	44.2	34.3
Kompresör Çıkış Sıcaklığı.....	F	252	237	176	122
Giriş Manifoldu Basıncı.....	Hg(abs)	56.2	46.5	35.1	23.3
Giriş Manifoldu Sıcaklığı.....	F	106	106	108	116
Hava-Yakıt Oranı.....	hacim/ha	10.6	10.5	10.8	11.6
Giriş Enerjisi(LHV).....	Btu/min	67390	53208	38827	22350
Egzost (LHV).....	Btu/min	15411	11217	7606	4208
Egzost (350 F'ye).....	Btu/min	10464	7521	5235	2616
Son Soğutucu.....	Btu/min	2616	2373	1820	506
Radyasyon.....	Btu/min	3412	3321	2642	1371
Ceket Suyu/Yağ Soğutucu.....	Btu/min	22975	19122	15212	10578
Hava Akımı.....	lb/h	3597	2763	2104	1313
Egzost Akımı.....	lb/h	3808	2961	2228	1381
Egzost Sıcaklığı.....	F	943	899	858	768

Şekil 4-31 Motor Spesifikasyonu

Tablo 4-6 Endüstriyel Kojenerasyon Enerji Analizi, 375 kW

Kapasite	375 KW	Isı Oranı	11111 BTU/kWh	Alternatif Isıtma Yakıtı	150000 BTU/GAL	Mod	Alt Yük
Jeneratör Kapasitesi	375 KW	Isı Geri Kazanımı	4850 BTU/kWh	Buhar	1000000 BTU/LB	Buhar Verimi	0,125
Buhar Kapasitesi	0 KW	Yıllık Çalışma	8000 saat/yıl	Kazan Verimi	80%	Brülör Kapasitesi	0 BTU/kWh
Kompresör Kayıpları	4 KW					Brülör Verimi	%90

Aylar	Günler	Kojen Min. Motor Kapasitesi(kW)	Kojen Ort. Çıkışı(kW)	Kojen Motor Çıkışı (kWh)	Kojen Sistemi Çıkışı(kWh)	Geri Kazanılabilen Isı(MMBTU)	Toplam Karşılanan Isı(MMBTU)	Kazanılabilen/Gerekli Isı(%)	Kullanılan/Kazanılabilen Isı(%)	Ek Isı(MMBTU)
Ocak	31	375	375	254795	252077	1236	2264	68,2	100	575
Şubat	28	375	375	230137	227682	1116	2009	69,4	100	491
Mart	31	375	375	254795	252077	1236	2004	77,1	100	367
Nisan	30	375	375	246575	243945	1196	2195	68,1	69,7	923
Mayıs	31	375	375	254795	252077	1236	2476	62,4	76,7	1041
Haziran	30	375	375	246575	243945	1196	4962	30,1	100	2774
Temmuz	31	375	375	254795	252077	1236	4641	33,3	100	2476
Ağustos	31	375	375	254795	252077	1236	5123	30,2	100	2863
Eylül	30	375	375	246575	243945	1198	4961	30,1	100	2772
Ekim	31	375	375	254795	252077	1236	1645	93,9	50	692
Kasım	30	375	375	246575	243945	1196	1866	80,1	100	297
Aralık	31	375	375	254795	252077	1236	3091	50,1	100	1237
Toplam	365			3000000	2968000	14550	37235			16506
Max								%93,90	%100	
Min								%30,10	%50,50	

Aylar	Konv.Kazan Isısı(MMBTU)	Konv.Kazan Yakıt Enerjisi(MMBTU)	Ek Yakıt Kullanımı(MMBTU)	Güç İçin Gerekli Yakıt(MMBTU)	Toplam Yakıt Kullanımı (MMBTU)
Ocak	575	719	719	2831	3550
Şubat	491	614	614	2557	3171
Mart	367	459	459	2831	3290
Nisan	923	1154	1154	2740	3893
Mayıs	1041	1301	1301	2831	4132
Haziran	2774	3467	3467	2740	6207
Temmuz	2476	3095	3095	2831	5926
Ağustos	2863	3578	3578	2831	6409
Eylül	2772	3465	3465	2740	6205
Ekim	692	865	865	2831	3696
Kasım	297	371	371	2740	3111
Aralık	1237	1546	1546	2831	4377
Toplam	16508	20635	20635	33333	53969

Turbo şarj 25 psi (172 kPa) basınca sahip doğal gaza gereksinim duyar ve bölgesel gaz dağıtım sisteminin bu basınç değerlerinde doğal gaz sağlayıp sağlayamayacağı önceden biliniyor olmalıdır. Eğer bu değerler söz konusu değil ise, küçük bir yakıt kompresörü kullanılabilir. Alternatif olarak, kimi motorlarda, turbo şarjda hava ve yakıt akımını karıştırmak mümkündür, böylece turbo şarj, toplam hava/yakıt karışımını basınçlandırmak için kullanılabilir. Bu yaklaşım çoğunlukla motor değerlerinin değişmesine sebep olır. Bu örnekte, doğal gazın 5 psi'de (34.4 kPa) verilebilecek durumda olduğu belirlenmiş; ilave kompresör kaybının da 4 kW olduğu öngörülmüştür. Kompresörün enerji ihtiyacı yıllık 32,000 kWh derecelerine kadar tırmanır ve Tablo 4-6'da da görüldüğü üzere , bu yük, sistem enerji çıkışından düşülmelidir. Motor jeneratör setinin yıllık 8,000 saatlik bir emre amadeliğinin olduğu varsayılmaktadır.

Elektrik kullanım kapasitesi eğrileri, 375 kW'lik temel-yüklü bir sistem tarafından karşılanacak olan tesis elektrik kapasitesi oranını belirlemek üzere aylık bazda uygulanmıştır. Sistem gereksiniminin kojenerasyon sisteminin kapasitesini aştığı durumlarda ve kojenerasyon sisteminin çalışmaya müsait olmadığında stand-by enerjisinin gerekli olduğu durumlarda ilave enerji bölgesel elektrik şebekesi tarafından karşılanacaktır. Geri kazanılan ısıya denk olan yakıt miktarı da, Şekil 4-30'de gösterilen termal yük-kapasite eğrileri kullanılarak hesaplanmıştır. Bu eğriler, her ay için, sistemin aylık elektrik gereksinimlerinin bir fonksiyonu olarak aşağıdaki gibi uygulanmıştır: Her ay için elektrik kullanım histogramı, elektrik kullanımının 100 kW "sınırı" içerisinde olduğu saat sayısını belirlemek üzere kullanılmıştır. Her bir ambar için, kapasite yük eğrisi, kullanılabilir durumdaki geri kazanılabilir ısı miktarını belirlemek üzere ve belirlenen bu saatlerin herbiri için kullanılır. Karşılanan kazan yakıtı miktarı, elektrik kullanım frekansının ve her bir ay için termal yük kapasitesi eğrisinin çarpımı olarak hesaplanır.

Enerji modellemenin sonuçları Tablo 4-6'da gösterilmiştir. Eleme incelemesi esnasında, kazanın yıllık veriminin, diğer analizde tahmin edildiği gibi %80 değil %75 olduğu ortaya konmuştur. Eleme çalışmasında düşük olan değer kullanılmıştır. Kojenerasyon sistemi, tesisin gereksinim duyduğu buharın büyük bir kısmını karşılayacaktır ancak , kojenerasyon sisteminin karşılayabileceğinin üzerinde bir ihtiyaç değeri gösteren buhar miktarı, konvansiyonel bir kazan vasıtasıyla karşılanmalıdır. Pistonlu motordan çıkan gazlar, oksijen yönünden zengin değildir ve bu durumda ek ateşleyici pek de uygun olmayacaktır. Mevcut kazan toplam 15,050 MMBtu

(15,88 GJ) ek ısı sağlamalıdır. Bu yükün yaklaşık 20,100 MMBtu'luk (21,100 GJ) bir kazan yakıtını gerektireceği beklenir.

4.3.3 Sermaye Bütçesi

Proje bütçesi, ana ekipmanlarla ilgili satıcı bilgileri ve başka dizayn projelerinde ortaya konan fiyatlara dayanılarak öngörülmüştür.

* ile tasarlanan maliyetler, motor jeneratör seti için satıcı bilgilerine dahil edilmiştir.

Motor Jeneratörü	160,000 $
Isı dönüşüm egzost kollektörü*	
Yakıt Desteği	15,000 $
Mimari /Yapısal	40,000 $
Elektrik	70,000 $
Mekanik	30,000 $
Ara toplam	**320,000 $**
Start-Up ve Test*	
İş gücü ödemeleri	57,600
Beklenmeyen Olasılıklar	16,000
Toplam	**393,600 $**

4.3.4 Maliyet Analizi

Tablo 4-7 ve 4-8, ek enerji maliyeti ve kojenerasyon sisteminin temel-yüklü olarak çalışması için ortaya çıkacak maliyetleri gösterir. Mevcut enerji fiyatları başlangıçta kullanılmıştır bununla birlikte burada sistemin tasarım, yapılanma ve komisyon için yaklaşık 8-12 aylık bir süreye ihtiyaç duyacağı unutulmamalıdır.

Ek yük faktörü, tesisin tüm gereksinimleri için ortalama 460 saatlik kullanım talebinden 323 saatlik kullanım talebine düşmektedir (Tablo 4-1). Düşük yük faktörünün etkisi, satın alınan enerjinin ortalama maliyetini 0.071 $/kWh'den (19,740 $/GJ) 0.083 $/kWh'e (23,07 $/GJ) çıkarmaktadır. Ek enerjinin toplam maliyetinin ek enerji maliyet tahminlerinde hem ek hem de standby enerji alımları göz önünde tutulduğunda, 185,200 $ olacağı tahmin edilmiştir. (Tablo 4-7) Standby ihtiyaç harcamaları, diğer kojenerasyon sistem işletme maliyetleri ile birlikte Tablo 4-8'de ayrı olarak gösterilmiştir.

Kazan yakıt maliyetleri hesaplanmıştır (Tablo 4-7). Kazanda daha az yakıta ihtiyaç vardır ve sabit müşteri harcaması nispeten daha yüksek bir yakıt maliyeti olan 4.25 $/ MMBtu'ya (4.03 $ /GJ) yol açar. (Tablo 4-1) Kojenerasyon sistemi işletme aylık maliyeti, Tablo 4-8'de gösterildiği şekilde hesaplanmıştır. Yakıt maliyetleri, motorda kullanılan tüm yakıt üzerinden gerçekleştirilen 0.50 $ / MMBtu (0.47 $/ GJ) indirim göz önünde bulundurularak hesaplanmış ve kojenerasyon yakıtının maliyet artışının, ortalama 3.64 $/MMBtu'luk bir birim fiyat baz alınarak (3.45 $/GJ) 121,300 $ olacağı tahmin edilmektedir.

Bakım masrafları, üreticinin uzatılmış garanti ve koruyucu bakım kontratına dayanılarak ortaya koyduğu motor kullanım saati başına 4.75 $ tabanına göre hesaplanmıştır. 0.01267 $/kWh'e (3.52 $/GJ) (4.75 $/s ÷375 kW) eşit olan bu oran, eleme incelemesinde 375 kW'lik motor için kullanılan 0.0125 $/kWh (3.48 $7GJ) değerinden biraz daha yüksektir. Motor çıkışının, yüksek ortam sıcaklıklarına bağlı olarak düşürüldüğü dönemlerde, makine saatlerinin bir fonksiyonu olarak hesaplanan bakım masrafları, yine biraz yüksek olacaktır. Yıllık tahmini bakım maliyeti 38,000 $dır.

Tablo 4-7 Endüstriyel Kojenerasyon Ek Maliyet, 375 kW

Ort Elk Fiyatı 0,083 $/KWH

Toplam Ölçülen Talep 6858,7 KW

Toplam Faturalanmış Talep 3694 KW

Aylar	Günler	Ek Maksimum Güç(kW)	Pik Enerji (kWh)	Pik Olmayan Enerji(kWh)	Ek Enerji(kWh)	Ek Yük Faktörü(saat)	Ek Maliyet($)
Ocak	31	476	31737	88986	120723	254	8789
Şubat	28	469	42332	87186	129518	276	9161
Mart	31	516	58451	111872	170323	330	11205
Nisan	30	494	49642	95013	144655	293	9996
Mayıs	31	603	69068	126855	195923	325	12971
Haziran	30	600.7	59557	165498	225055	375	21247
Temmuz	31	634.3	63593	184930	248523	392	22952
Ağustos	31	616.7	71309	201615	272924	443	23980
Eylül	30	649	63012	164643	227655	351	22193
Ekim	31	664	71660	122463	194123	292	21038
Kasım	30	687	58817	102838	161655	235	12316
Aralık	31	449	42310	96013	138323	308	9315
Toplam	365	6858.7	681488	1547912	2229400	323	185162
Max		687				443	
Min		449				235	

Aylar	Ek Gaz Kullanımı(MMBTU)	Karşılanamayan Ek Yakıt(MMBTU)	Karşılanabilir Ek Yakıt(MMBTU)	Toplam Ek Yakıt(Galon)	Toplam Ek Yakıt($)
Ocak	748	29	719	4795	3263
Şubat	648	34	614	4092	2845
Mart	483	24	459	3062	2161
Nisan	1169	15	1154	7691	5012
Mayıs	1308	7	1301	8676	5593
Haziran	3470	3	3467	23114	14586
Temmuz	3100	5	3095	20635	13047
Ağustos	3582	4	3578	23855	15052
Eylül	3470	5	3465	23101	14586
Ekim	887	22	865	5764	3838
Kasım	390	19	371	2474	1773
Aralık	1579	33	1546	10309	6720
Toplam	20835	200	20635	137569	88475

Tablo 4-8 Endüstriyel Kojenerasyon Sistem Maliyeti,375 kW

İşletme& Bakım	**4.75 $/kWh**	**Yakıt Enerjisi**	**3.64 $/MMBTU**	
Yağ	**0.7 $/GAL**	**Geri Alım Fiyatı**	**0.04 $/kWh**	
		Standby Fiyatı	**3.00 $/kW**	

AYLAR	GÜNLER	YAKIT MALİYETİ ($)	BAKIM MALİYETİ ($)	STANDBY BEKLEME FİYATI ($)	YEDEKLEME FİYATI ($)	İŞLETME VE BAKIM MALİYETİ ($)	TOPLAM MALİYET ($)
OCAK	31	10,305	3,227	1,262		133	14,927
ŞUBAT	28	9,308	2,915	1,262		133	13,618
MART	31	10,305	3,227	1,262		133	14,927
NİSAN	30	9,973	3,123	1,262		133	14,491
MAYIS	31	10,305	3,227	1,262		133	14,927
HAZİRAN	30	9,973	3,123	1,262	310	133	14,801
TEMMUZ	31	10,305	3,227	1,262	320	133	15,247
AĞUSTOS	31	10,305	3,227	1,262	320	133	15,247
EYLÜL	30	9,973	3,123	1,262	310	133	14,801
EKİM	31	10,305	3,227	1,262	320	133	15,247
KASIM	30	9,973	3,123	1,262		133	14,491
ARALIK	31	10,305	3,227	1,262		133	14,927
TOPLAM	**365**	**121,333**	**38,000**	**15,138**	**1,581**	**1,600**	**177,652**

Standby kullanım masrafları, yedekleme ve aktif kullanım harcamalarının ayrı listeler halinde yer aldığı Tablo 4-8'de gösterilmiştir. Kilowatt başına 3,00 $'lık yedekleme ücreti, kojenerasyon sisteminin nominal kapasitesine uygulanmıştır. Bu da 375 kW'ın, 4 kW'lık yakıt kompresör yükü düşüldüğünde, jeneratör değerine eşittir. 100 $'lık aylık müşteri masrafı ve satış vergileri de eklendiğinde, aylık sabit masrafın 1,262 $ olacağı tahmin edilir. Standby kullanım maliyeti, yalnızca en yoğun olan 5 ayda devreye girer ve standby uygulamasından aktif olarak faydalanıldığı bu durumlarda kojeneratöre fatura maliyeti günlük 0,75 $/kW'dır. Sistemin, yoğun olan günlerdeki ortalama çıkışının yaklaşık %5'i kadar bir standby enerjisine ihtiyaç duyacağı kabulüne dayanarak, standby kullanımının getireceği aylık maliyetin tahmini olarak 292,50 $ olacağı ortaya konmuştur. (Ayda 20 yoğun gün x günde 0,75 $/kW x 375 kW x %5 x 1.04) Bu değer, yoğun günler için yaklaşık bir aylık devre dışı kalışa denk gelir. Tablo 4-8'de de görüldüğü üzere, standby'ın aylık kullanım maliyeti, ay içerisindeki gün sayısının bir fonksiyonudur. Stand by yıllık kullanım maliyeti, en yoğun 5 aya dayanılarak 1,600 $ olarak hesaplanmıştır. Son olarak, yönetim harcamaları de, yıllık 1,600 $ olarak motor jeneratör seti maliyetinin %1'i olarak tahmin edilmiştir.

Tablo 4-9, 375 kW kojenerasyon sisteminin şu anda faaliyet halinde olduğu varsayımına dayanılarak yapılan bir karşılaştırmadır. Kojenerasyon olmadan enerji maliyetlerinin 527,000 $ olduğu tahmin edilir. Oysa, kojenerasyon sisteminin temel-yüklü operasyonuna dayanarak hesaplanan enerji maliyetleri 451,300 $ olarak hesaplanmış idi. 375 kW için gerçekleşen tasarruflar 75,700 $ (202 $/kW) olarak hesaplanmıştır; ki bu da Tablo 4-2'de gösterilen basitleştrilmiş ortalama maliyet tekniğine göre hesaplanan 107,700 $'lık (187 $/kW) tasarrufun %30 altındadır.

Analizde atılacak bir sonraki adım, sistemin faaliyete geçeceği ilk yıl için bir tasarruf tahmini geliştirmek olacaktır. Genel enflasyon yıllık %5 olarak hesaplanmıştır. Doğal gaz komisyoncularının şirketlere verdikleri önerilere dayanarak da, doğal gaz değerlerinin yıllık %6 artış göstereceği öngörülmüştür. Bu değişimlerin genel etkisi, tasarrufu, ikinci yıl için 81,400 $'a çıkarmaktadır. Tablo 4-10, ilk yıl için hedeflenen tasarruf değerlerini ve Tablo 4-11 ise hedeflenen nakit akışını gösterir.

Tablo 4-9 Endüstriyel İşletme Maliyeti Özeti - 1994, 375 kW

KONVANSİYONEL SİSTEM		
Satın Alınan Elektrik Enerjisi	369,437	$
Isıtmaya Amaçlı Kullanılan Yakıt Bedeli	157,530	$
Fuel Oil	0	$
Satın Alınan Buhar	0	$
Toplam	**526,967**	**$**
KOJENERASYON SİSTEMİ		
Satın Alınan Elektrik Enerjisi	185,162	$
Isıtmaya Amaçlı Kullanılan Yakıt Bedeli	88,475	$
Fuel Oil	0	$
Satın Alınan Buhar Miktarı	0	$
Yakıt Maliyeti	121,333	$
Bakım	38,000	$
Standby Güç	16,719	$
İdare	1,600	$
Toplam	**451,290**	**$**
ENERJİ SATIŞ VERGİSİ	**0**	**$**
İŞLETME MALİYETİ TASARRUFU	**75,677**	**$**

Tablo 4-10 Endüstriyel İşletme Maliyeti Özeti - 1995, 375 kW

KONVANSİYONEL SİSTEM		
Satın Alınan Elektrik Enerjisi	387,909	$
Isıtmaya Amaçlı Kullanılan Yakıt Bedeli	166,981	$
Fuel Oil	0	$
Satın Alınan Buhar	0	$
Toplam	**554,890**	$
KOJENERASYON SİSTEMİ		
Satın Alınan Elektrik Enerjisi	194,420	$
Isıtmaya Amaçlı Kullanılan Yakıt Bedeli	93,784	$
Fuel Oil	0	$
Satın Alınan Buhar Miktarı	0	$
Yakıt Maliyeti	128,613	$
Bakım	39,900	$
Standby Güç	17,555	$
İdare	1,680	$
Personel	0	$
Dağıtım Sistemi	0	$
Toplam	**475,952**	$
ENERJİ SATIŞ VERGİSİ	**0**	$
İŞLETME MALİYETİ TASARRUFU	**78,938**	$

4.3.5 Proje Ekonomisi

4.3.5.1 Genel Bilgiler

Bu proje için ekonomik bir analiz yapmadan önce proje ekonomisi ve analizi yöntemleri hakkında genel bilgi vermek istiyorum.

Yatırımların ekonomik değerinin ölçümü ve alternatif yatırımların mukayesesi için bir çok metod vardır. Bunlardan bazıları;

1. Şimdiki değer metodu,
2. Yıllık değer metodu,
3. Gelecek değer metodu,
4. Geri ödeme oranı metodu,
5. Kar/yatırım oranı metodudur.

Bu metodların hepsi eşdeğer metodlardır. Bu nedenle, yatırımların mukayesesinde hangisi kullanılırsa kullanılsın, sonuç aynı alternatifin tercihi şeklinde ortaya çıkacaktır. Ancak, amaca ve kişiye göre bu metodlardan birinin sonuçları daha anlamlı ve açıklayıcı olabilir. Ben burada yapmış olduğum proje dizaynı ve analizinde, ilk aşamada şimdiki değer metodu ve geri ödeme oranı metodunu seçip, bu metodlara göre inceleme yaptım. Bu metodlar ve hesaplama yöntemleri aşağıdaki gibidir:

1. Şimdiki Değer Metodu (NPV)

Mühendislik proje ve yatırımlarının ekonomik mukayesesinde en çok kullanılan metoddur. Bu metodla, gelecek zaman içindeki tüm para akışları şimdiki değere getirilir ve alternatif yatırımların şimdiki değerleri mukayese edilerek en ekonomik olan seçilir. Alternatiflerin maliyet mukayesesi yapılıyorsa, toplam masrafların şimdiki değerinin en düşük olduğu alternatif tercih edilmelidir. Bu amaçla, alternatif yatırımların maliyetlerinin şimdiki değer hesabı için aşağıdaki formül kullanılır:

$$C_{PW}=\sum_{t=0}^{n} C(t)(1+i)^{-t} \qquad (4.1)$$

Burada; C(t), t peryodu sonundaki ödemeyi veya masrafları, n, planlanan ödeme süresini, i ise minimum geri dönüş oranı, minimum kar oranı veya iskonto oranı olarak yorumlanması gereken geçerli faizi oranını göstermektedir. (Aybers, Şahin, 1995)

Maliyet mukayesesinde, (4.1) denklemine göre hesaplanan C_{PW} değeri minimum olan alternatif en ekonomik olanıdır. Bu hesabın yapılabilmesi için, ödeme veya masrafların yıllara göre dağılımı bilinmelidir. Bu amaçla, ilerideki bölümlerde görüleceği üzere bir ödeme planı seçilir.

Alternatif yatırımların değerlendirilmesinde ve mukayesesinde, yıllar itibarıyla elde edilen net karların şimdiki değeri de bir kriterdir. Bu kritere göre, net karların şimdiki değerinin en yüksek olduğu alternatif tercih edilir. Net karların şimdiki değerini bulmak için aşağıdaki formül kullanılır:

$$N_{PW}=\sum_{t=0}^{n} [B(t)-C(t)](1+i)^{-t} \qquad (4.2)$$

Burada B(t) ve C(t) sırasıyla, t peryodu sonundaki gelir ve giderleri göstermektedir. (4.2) denklemine göre hesaplanan N_{pw} değeri maksimum olan alternatif, tercih edilmesi gereken alternatiftir.

2. Geri Ödeme Oranı Metodu (IRR)

Geri ödeme oranı, net karın şimdiki değerini istenilen bir sürede sıfır yapan faiz oranı olarak tanımlanabilir. Geri ödeme oranı r ile gösterilirse, (4.2) denklemi sıfıra eşitlenerek,

$$\sum_{t=0}^{n}[B(t)-C(t)](1+r)^{-t}=0 \qquad (4.3)$$

yazılabilir. (4.3) denklemi yardımıyla, yatırımın geri ödeme oranını belirleyen bu metod, alternatif yatırımların değerlendirilmesi ve mukayesesinde "Geri Ödeme Oranı Metodu" olarak yaygın bir şekilde kullanılmaktadır.

Kabul edilebilen bir geri ödeme oranı ile n yıllık bir süre içinde hesaplanan net karın şimdiki değeri sıfır oluyor ise, n yıllık süre içinde elde edilen gelirler, amortisman bedeli de dahil olmak üzere tüm masrafları karşılamış ve yatırım amorti edilmiş olur. Alternatif projelerden, aynı amortisman süresi için hesaplanmış geri ödeme oranı hangisinde büyük ise o alternatif daha avantajlıdır.

Kullanma süresi ve bu süre içinde para akış profili belli olan bir yatırımın geri ödeme oranı, (4.3) denklemini r'ye göre çözerek bulunur. Ancak n dereceli bir polinomu analitik olarak çözmek oldukça zor olabilir. Bu durumda çeşitli iterasyon teknikleri kullanılarak, nümerik çözümle net karın şimdiki değerini sıfır yapan geri ödeme oranı (r) belirlenir. (Aybers, Şahin, 1995)

4.3.5.2 Mevcut Proje İçin Ekonomik Analiz

Bu proje için geri ödeme süresi 393,000 $'lık bütçe ve 81,400 $'lık ilk yıl tasarruflarına dayanılarak 4.8 yıl olacaktır. Tablo 4-2'nin basitleştirilmiş tekniği kullanılarak hesaplanan geri ödeme süresi ise 4.3 yıl idi. Projenin dahili geri dönüşüm oranı, (IRR) projenin %100 denge ile

fon desteği gördüğü düşünülerek hesaplanmıştır. IRR'nin hedeflenen değeri, 15 yıllık ekonomik ömür için %25.3'tür.

15 yıllık ekonomik ömür sürecinde, kojenerasyon sistemi toplam 21,1 milyon $'lık tasarruf sağlayacaktır. Başlangıçtaki yatırımın çıkarılması ile net tasarruf 1,81 milyon $ olur. Tasarrufların mevcut net değeri (NPV), %18'lik indirim oranına göre hesaplanmış ve 15 yıllık ekonomik ömür sürecinde 500,100 $ olarak tahmin edilmiştir. Başlangıçtaki yatırımın mevcut değerinin düşülmesi NPV'yi 166,500 $'a düşürür.

Tablo-4.11 Proje Nakit Akış Şemaları

PROJE MALİYETİ	
Ekipman Mialiyeti	320,000
Tesisat Maliyeti	0
Geliştirme Maliyeti	57,600
İnşaat Aşamasındaki Duraklamalar	16,000
Toplam	393,600
Gelişim Dönemi	1

Proje Yılları	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
YILLAR	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
KONVANSİYONEL MALİYET											
Satın Alınan Elektrik Enerjisi	369.437	387.909	407.304	427.670	449.053	471.506	495.081	519.835	545.827	573.118	601.774
Isıtmaya Amaçlı Kullanılan Yakıt Bedeli	157.530	166.981	177.000	187.620	198.877	210.810	221.351	232.418	244.039	256.241	269.053
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Satın Alınan Buhar Miktarı	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	**526.967**	**554.890**	**584.304**	**615.290**	**647.931**	**682.316**	**716.432**	**752.253**	**789.866**	**829.359**	**870.827**
KOJENERASYON MALİYETİ											
Satın Alınan Elektrik Enerjisi	369.437	194.420	204.141	214.348	225.065	236.318	248.134	260.134	273.568	287.247	301.609
Isıtmaya Amaçlı Kullanılan Yakıt Bedeli	157.530	93.784	99.411	105.375	111.698	118.400	124.320	130.536	137.063	143.916	151.111
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Satın Alınan Buhar Bedeli	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Yakıt Maliyeti	0	128.613	135.280	141.947	148.613	155.280	161.947	170.044	178.546	187.474	196.847
Bakım	0	39.900	41.895	43.990	46.189	48.499	50.924	53.470	56.143	58.950	61.898
Standby Güç	0	17.555	18.433	19.355	20.323	21.339	22.406	23.526	24.702	25.937	27.234
İdare	0	1.680	1.764	1.852	1.945	2.042	2.144	2.251	2.364	2.482	2.606
Personel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dağıtım Sistemi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	**526.967**	**475.952**	**500.924**	**526.867**	**553.833**	**581.878**	**609.874**	**640.368**	**672.386**	**706.006**	**741.306**
Enerji Satışı	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET KOJENERASYON MALİYETİ	**526.967**	**475.952**	**500.924**	**526.867**	**553.833**	**581.878**	**609.874**	**640.368**	**672.386**	**706.006**	**741.306**
TOPLAM İŞLETME TASARRUFU	0	78.938	83.381	88.423	94.097	100.438	106.557	111.885	117.479	123.353	129.521
Kullanıcı Payı		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kullanıcı Ödemeleri		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortisman		26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240
Vergi		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Yatırım		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vergilendirilmemiş Gelir		52.698	57.141	62.183	67.857	74.198	80.317	85.645	91.239	97.113	103.281
Gelir Vergisi		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vergilendirilmiş Gelir		52.698	57.141	62.183	67.857	74.198	80.317	85.645	91.239	97.113	103.281
Amortisman		26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240
Anapara		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kar	393.600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET GELİR	393.600	78.938	83.381	88.423	94.097	100.438	106.557	111.885	117.479	123.353	129.521

Tablo 4.11 (Devam)

Proje Yılları	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
YILLAR	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2.016
KONVANSİYONEL MALİYET												
Satın Alınan Elektrik Enerjisi	631.863	663.456	696.629	731.460	768.033	806.435	846.757	889.094	933.549	980.227	1.029.238	1.080.700
Isıtmaya Amaçlı Kullanılan Yakıt Bedeli	282.506	296.631	311.463	327.036	343.388	360.557	378.585	397.514	417.390	438.259	460.172	483.181
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Satın Alınan Buhar Miktarı	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	**914.369**	**960.087**	**1.008.092**	**1.058.496**	**1.111.422**	**1.166.992**	**1.225.342**	**1.286.608**	**1.350.939**	**1.418.486**	**1.489.410**	**1.563.880**
KOJENERASYON MALİYETİ												
Satın Alınan Elektrik Enerjisi	316.689	332.524	349.150	368.608	384.938	404.185	424.394	445.614	467.894	491.289	515.854	541.646
Isıtmaya Amaçlı Kullanılan Yakıt Bedeli	158.667	166.600	174.930	183.677	192.861	202.504	212.629	223.260	234.424	246.145	258.452	271.375
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Satın Alınan Buhar Bedeli	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Yakıt Maliyeti	206.690	217.024	227.875	239.269	251.232	263.794	276.984	290.833	305.375	320.643	336.675	353.509
Bakım	64.993	68.243	71.655	75.237	78.999	82.949	87.097	91.452	96.024	100.825	105.867	111.160
Standby Güç	28.596	30.026	31.527	33.103	34.759	36.497	38.321	40.237	42.249	44.362	46.580	48.909
İdare	2.737	2.873	3.017	3.168	3.326	3.493	3.667	3.851	4.043	4.245	4.458	4.680
Personel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dağıtım Sistemi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	**778.371**	**817.290**	**858.154**	**901.062**	**946.115**	**993.421**	**1.043.092**	**1.095.247**	**1.150.009**	**1.207.510**	**1.267.885**	**1.331.279**
Enerji Satışı	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET KOJENERASYON MALİYETİ	**778.371**	**817.290**	**858.154**	**901.062**	**946.115**	**993.421**	**1.043.092**	**1.095.247**	**1.150.009**	**1.207.510**	**1.267.885**	**1.331.279**
TOPLAM İŞLETME TASARRUFU	135.997	142.797	149.937	157.434	165.305	173.571	182.249	191.362	200.930	210.976	221.525	232.601
Kullanıcı Payı	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kullanıcı Ödemeleri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortisman	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	0	0	0	0	0	0
Vergi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Yatırım	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vergilendirilmemiş Gelir	109.757	116.557	123.697	131.194	139.065	173.571	182.249	191.362	200.930	210.976	221.525	232.601
Gelir Vergisi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vergilendirilmiş Gelir	109.757	116.557	123.697	131.194	139.065	173.571	182.249	191.362	200.930	210.976	221.525	232.601
Anortisman	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	26.240	0
Anapara	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET GELİR	135.997	142.797	149.937	157.434	165.305	173.571	182.249	0	0	0	0	0

4.3.6 Proje Finansmanı :

Analizde bir sonraki aşama, proje finansmanının vergi sonrası sonuçlarının gözden geçirilmesidir. Mevcut faiz oranları ve anlaşmalara dayanarak görülmüştür ki bu tesis 10 yıl süresince %9'luk bir faiz oranı ile %75 borç ile finanse edilebilir. Finansman ek maliyetler ortaya çıkaracaktır ve bu maliyetler sermayeleştirilip 409,000 $'ı bulan bulan proje bütçesine katılacaktır.

Vergi sonuçları da göz önüne alınmalıdır ve şu da ortadadır ki, kojenerasyon sistemi tasarrufları endüstri tesisinin işletme karını artıracaktır. Bu sebeple, tasarruflar, %35 oranında federal vergiye tabi olacaktır. Kojenerasyon sistemi, ayrı bir iş olarak yapılandırılırsa; ki bu üçüncü şahısların müteşebbis konumunda oldukları birçok sistem için geçerlidir; bu durumda, sistemin getirisine en uygun vergi oranı devreye girmelidir. Tablo 4-11'de gösterildiği gibi, ulusal gelir vergisi hesaplamaları; borç, değer yitimi, ve devlet getiri vergisi ile yerel menkul vergisinin durumuna göre değerlendirir. Burada belirtilen vergilerse gelir ve kayıt vergilerinin sırasıyla %5'i ve %3'ünü teşkil ederler. Değer yitimi, projenin ekonomik ömrüne eşitlenmiştir. Ancak bu varsayım daha fazla inceleme gerektirir.

Finansman ve vergiler göz önünde bulundurulduğunda, IRR, 119,200 $lık bir NPV ile %35,6'ya çıkmıştır.

4.3.7 Duyarlılık Analizi:

Şu ana kadar yapılan proje maliyet ve ekonomi analizleri iki gruba ayrılmıştı. Bunlardan birisi %100 öz sermayeye, diğeri ise biraz önce belirtilen oranlardaki borç ve faiz oranlarına göre proje finansmanına dayalıdır. Bunlara göre, bu proje için karar kriteri olarak IRR seçilmiştir.

Sermaye bütçesindeki değişikliklerin etkileri Şekil 4-32 ve 4-33'te gösterilmiştir. Bütçede gerçekleşen %20'lik bir düşüş, vergi öncesi IRR'de %32'lik bir azalmaya, %50'lik bir artış ise, vergi öncesi IRR'de yalnızca %17'lik bir artışa yansıyacaktır. Finansman göz önüne alındığında, vergi sonrası IRR düşük bütçe için %48'e çıkmış ve yüksek bütçe için %18'e düşmüştür. Burada, vergi öncesi IRR ile kastedilen kavram, tüm sistem yatırımının öz sermaye ile karşılanması

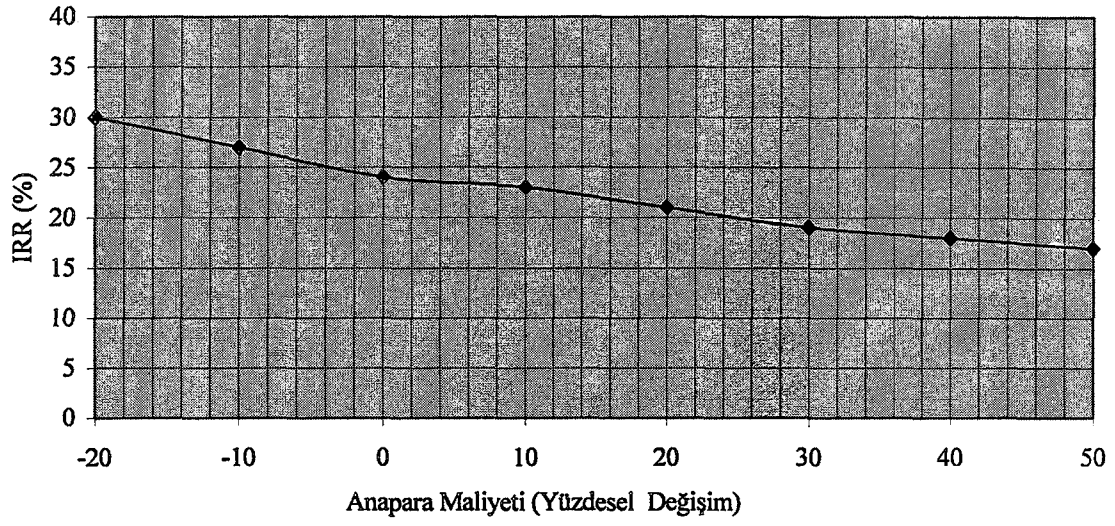
sebebiyle borç ve faiz vergileri olmaksızın hesaplanan geri dönüş oranıdır. Vergi sonrası IRR ile kastedilen ise, belirtilen oranlardaki borçlanma ve faiz oranları sebebiyle göz önüne alınan vergilendirma sonucu hesaplanan geri dönüş oranıdır.

4-34 ile 4-37 arası şekiller, enerji maliyetlerine dayanan alternatif varsayımların etkisini gösterir. İlk ikisinde, satın alınmış enerji ve elektrik arasında farklı değişim oranlarının etkileri, 5 yıl incelenen bir örnek uygulamaya dayanarak ortaya konmuştur. Bu örnek uygulama, doğal gaz yıllık %6 değişim gösterirken, satın alınmış enerjinin yıllık %5 artacağını ortaya koymuştur ve aradaki fark da, yıllık %1 olarak ortaya çıkmıştır. Şekil 4-34'da görülen -%2'lik diferansiyel değer, elektrik fiyatlarının, doğal gazdan yıllık %3 daha az olarak artış gösterdiği anlamına gelir: %1 örnek uygulamaya ve %2 de duyarlılık analizine aittir.

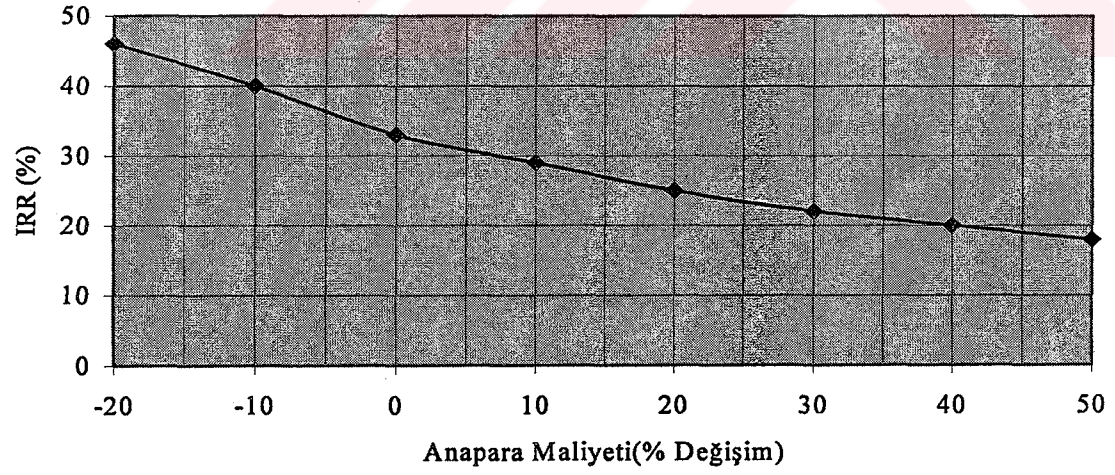
Gaz fiyatlarında, örnek uygulamaya göre ortaya çıkan değişiklikler, son iki şekilde gösterilmiştir. Aradaki ilişki nispeten doğrusaldır; bu sebeple, gaz fiyatları, IRR'yi gözü önüne alınan maliyetler üzerinden, çok fazla etkileyen bir faktör değildir. Şekil 4-38 ve 4-39, finansman tahminleri üzerinde ortaya çıkan değişikliklerin etkisini göstermekedir.

Artış gösteren stand by enerjisinin etkisi incelenmiştir. En yoğun 5 ay süresince, zorunlu devre dışı kalış oranında 5%'ten %10'a gerçekleşen yükselme, IRR'yi %0.5 ile %24.8 oranlarında düşürür. Zorunlu devre dışı kalış oranında ortaya çıkan her bir ek %5 yükselme, vergi öncesi IRR'yi bir kez daha %0.4 ile %0.5 oranlarında düşürür. Yani, standby kullanım masrafları, bu tesiste kullanılan standby değerleri göz önüne alındığında çok da etkili bir faktör değildir.

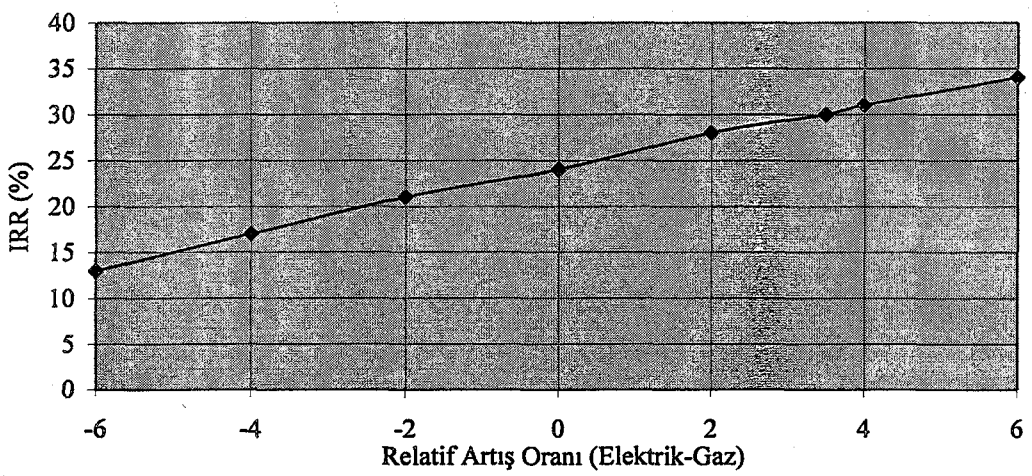
Başlangıç analizinde 2 alternatif kojenerasyon sistemi incelenmiştir. Bunlardan biri yukarıda incelenen temel durumdan büyük diğeri ise küçüktür. Aynı alternatifler, eleme incelemesi esnasında da incelenmiştir.



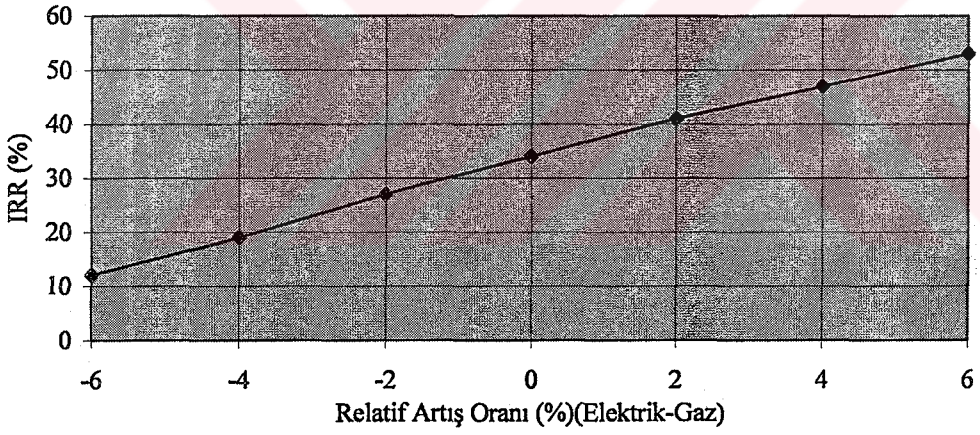
Şekil 4-32 Anapara -Vergi Öncesi IRR (375 kW için)



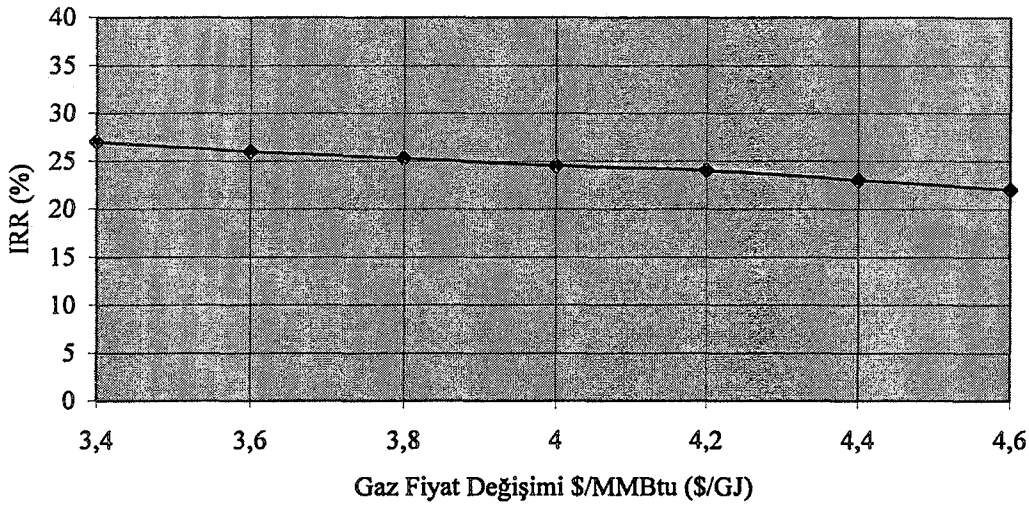
Şekil 4-33 Anapara -Vergi Sonrası IRR (375 kW)



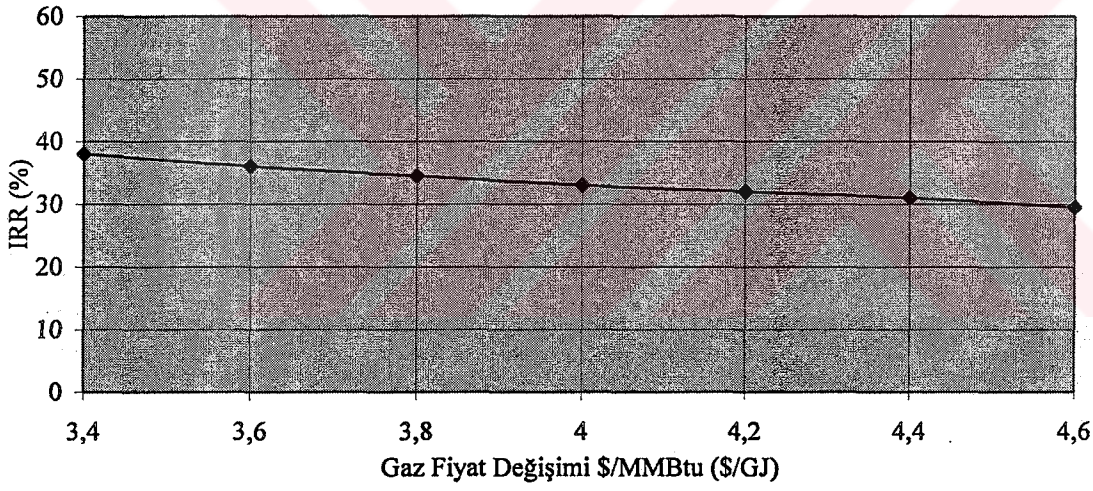
Şekil 4-34 Vergi öncesi IRR-Relatif Enerji Maliyet Değişimi(375 kW için)



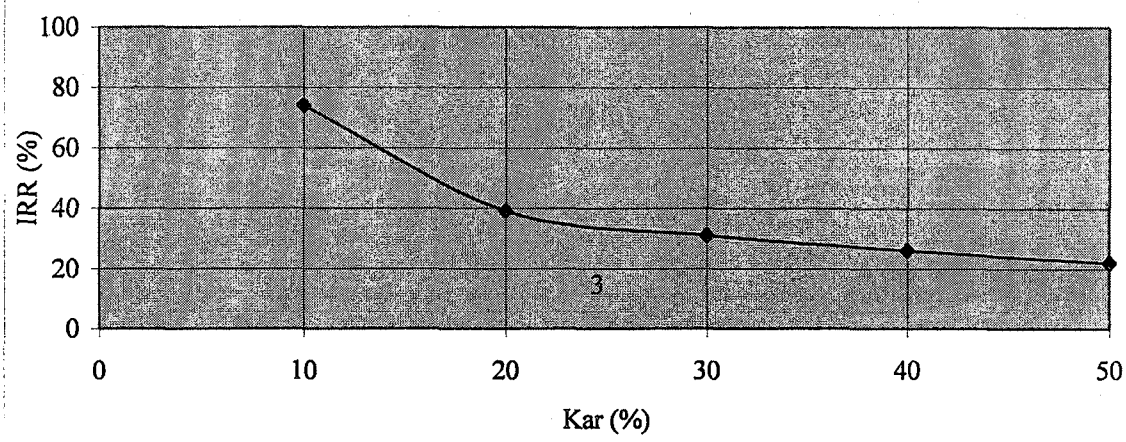
Şekil 4-35 Vergi Sonrası IRR-Relatif Enerji Maliyet Değişimi (375 kW,vergi sonrası için)



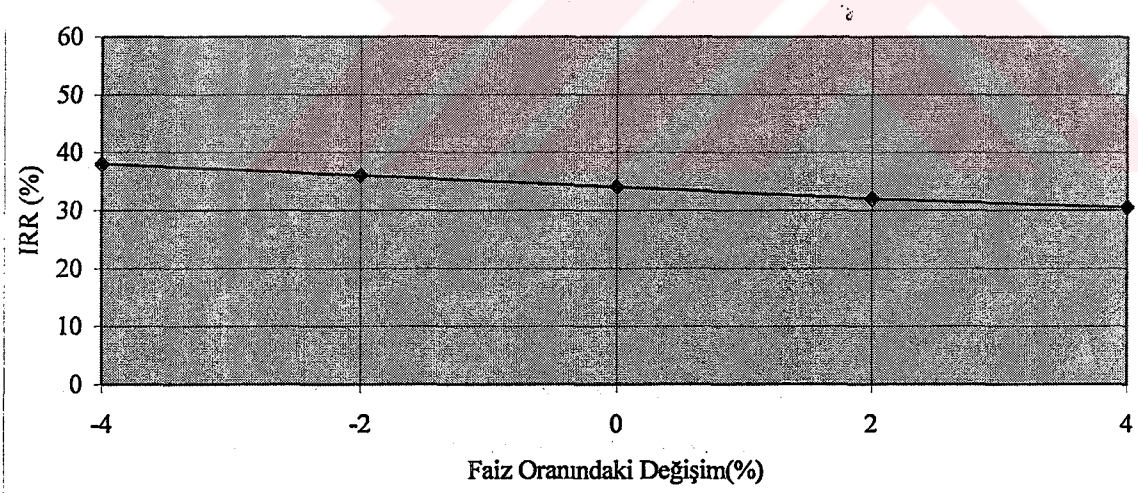
Şekil 4-36 Vergi Öncesi IRR - Gaz Fiyatları (375 kW için)



Şekil 4-37 Vergi Sonrası IRR - Gaz Fiyatları(375 kW, Vergi Sonrası İçin)



Şekil 4-38 Vergi Sonrası IRR - Kar (375 kW)



Şekil 4-39 Vergi Sonrası IRR - Faiz Oranı Değişimi (375 kW)

Aynı şekilde, doğal havalandırmalı ve 1200 d/dak'da 210 kW dereceli model içerisinde aynı motor seçeneği de incelenmiştir. Bu modelin 12.750 Btu/kWh'lik (HHV) bir yakıt kullanımı söz konusudur ve kWh başına sağladığı geri kazanılabilir ısı 5,790 Btu'dur. Bu motor-jeneratör seti, 11.110 Btu/kWh'lik ısı oranı olan turbo şarjlı versiyondan daha düşük verimlidir. Çünkü doğal havalandırmalı motor daha düşük basınçtaki gazla çalıştığı için, yakıt kompresörüne gerek yoktur ve böylece bu gereksiz yük ortadan kaldırılmış olur. Enerji analizinin sonuçları, Tablo 4-12'de gösterilmiştir.

Ortaya çıkan maliyet analizleri, Tablo 4-13 ile 4-16 arasında gösterilmiştir. Sonuçta bu 210 kW'lik seçenek için yapılan bütün bu analizlerden sonra gözlenen ve belirlenen önemli değişiklikler için şunlar söylenebilir: Maliyetlerdeki en belirgin değişiklik, motor çalışma saati başına 3 $'lık bakım fiyatıdır (0.0143 $ /kWh'e denk). Bu değer daha büyük motorlar için 4.75 $/çalışma saati'dir. İlk yıl projeksiyonuna göre tasarruflarının 40.800 $ rakamına düşmesi hedeflenmiştir ve bu da, 307500 $lık bir proje yatırımı için %16.9'luk bir vergi öncesi IRR ortaya çıkarır. Finansman dikkate alındığında, vergi sonrası IRR'nin %18.3 olması hedeflenmiştir. Bu seçenek özellikle yukarıda incelenen 375 kW'lık sistem için geçerlidir. Doğal havalandırma sonucu ortaya çıkan düşük verim eldesi de geri dönüş süresinin düşmesine etki eden faktörlerden biriydi. Eğer mümkünse , bir turbo şarj motoru da bu boyut aralığında değerlendirilecek alternatif bir analiz olarak ortaya konmalıdır. Düşük ölçekli projeden ileri gelen ekonomi dengesizlikleri de, düşük geri dönüşe etki etmiştir.

Ele alınan bir sonraki seçenek, daha büyük olan 570 kW lık, turboşarjlı bir motor-jeneratör setidir. Bu sistemin ısı oranı 11840 Btu/kWh'tır ve elektrik çıkışının her bir kWh'i başına 5320 Btu'luk geri kazanılabilir atık ısıyı buhar olarak elde etmektedir. Enerji analizi, Tablo 4-17'de gösterilmiştir ve Şekil 4-40'de sonuç itibarıyla ortaya çıkan aylık enerji dengesi gösterilmektedir. Şu noktaya dikkat edilmelidir ki, bazı kış aylarında, geri kazanılabilen ısı miktarı neredeyse tesiste ihtiyaç duyulan ısı miktarına eşittir ve bu modele göre, dönüştürülen ısının tümü kullanılmıştır. Bu sonuç, geri kazanılabilir ısının hiçbir şekilde atılmamasını sağlamak üzere elektrik yükleri ve termal yüklerin birbiriyle uyumlu olduğunu öngördüğü için pek de gerçekçi değildir. Bu durumda kullanım yükü hemen hemen eldeki ısıya eşit olduğundan, çok boyutlu yük-süresi eğrilerinin kullanımı dahi, yük uyumu için uygun bir model oluşturmaz. Turboşarjlı

motor, ek bir yakıt pompasına ihtiyaç duyar ve sonuçta ortaya çıkan fazla yükün 6 kW olacağı tahmin edilmiştir.

Tablo 4-18 ve 4-21 arasındaki tablolar tahmini maliyetleri göstermektedir. Ocak ayı süresince model, hiç enerji alımının gerçekleşmediğine işaret eder; ancak tesiste bir talep söz konusudur. Bu sonuç, günün saatlerine göre değil talebe göre ayrılmış yük-süresi eğrilerinin kullanımı vasıtasıyla ortaya çıkar. Sonuç olarak model, sistemin herhangi bir dış enerjiye ihtiyaç duymadığına işaret eder, oysa daha güvenilir bir saatlik-analiz, kimi aylarda satın alımların veya satış ile enerji ithalatının meydana geldiğini gösterecektir. Bu yaklaşım, bu uygulama örneğinde gerçekleştirilebilecek tasarrufları büyütür ve model daha düşük bir maliyet miktarı ile şebekeye satış göstermektense maliyeti yüksek perakende enerjinin yerine geçer. Yük-süresi modelinin kullanımı, yalnızca belirgin sonuçları ortaya koyarak bu tip ayrıntıları gizler.

Bu durumda, daha büyük motorların kullanıldığı ekonomiler için bakım maliyetleri , Tablo 4-19'da gösterildiği gibi, motor çalışma saati başına 6.5 $ olarak tahmin edilmiştir, bu da 0.0114 $/ kWh'e eşittir. Tablo 4-19, aynı zamanda, enerji satış veya ihracatının söz konusu olacağını ve bir elektriksel yük izleme sisteminin daha ekonomik olup olamayacağına dair daha ayrıntılı bir inceleme yapılması gerektiğini ortaya koyar. Bu sistemin 120000 $'lık işletme maliyeti tasarrufu göstereceği tahmin edilmiş ve 645800$ lık bir bütçe ihtiyacına dayanarak %22,9'luk ön-vergili IRR'ye neden olması beklenebilir. Finansman ve vergiler göz önünde bulunduğunda, IRR %30,3 e kadar artış gösterir.

4.3.8 Özet

İlk analizde olduğu gibi eleme analizinin de amacı daha detaylı bir incelemeye mi gidilip henüz bir son yatırım kararı verilip verilmeyeceğinin belirlenmesidir. Bu analizin sonuçlarına göre ele alınan en uygun iki seçenek 375 kW'lik sistem ve 570 kW'lik sistemdir. Bunlardan küçük olan seçenek diğerine oranla biraz daha yüksek bir geri dönüş sağlar ve 570 kW sistemi için tahmini olarak ortaya konan tasarruf miktarı biraz abartılmış olsada her iki seçenek de uygulanabilir.

Tablo-4.12: Endüstriyel Kojenerasyon Enerji Analizi, 210 kW

KAPASİTE	210KW						
JEN.KAP.	210KW	Isı Oranı	12750 BTU/KWH	Alt.Isıtma Yakıtı	150000 BTU/GAL	Mod	Temel-Yük
BUHAR KAP.	0 KW	Geri Kazanılan Isı	5790 BTU/KWH	Buhar	1000000 BTU/LB	Buhar Verimi	0,125
KAYIPLAR	0 KW	Çalışma Saati	8000 saat/yıl	Brülör Verimi	%80	Brülör Verimi	%90

AYLAR	GÜNLER	MİN. EKİPMAN KAPASİTESİ (kW)	ORT.KOJEN. ÇIKIŞ (kW)	KOJEN.ELEKTRİK ÜRETİMİ (kWh)	KOJEN. SİSTEM ÇIKIŞI (kWh)	GERİ KAZANILABİLEN ISI (MMBTU)	TOPLAM KARŞILANAN ISI (MMBTU)	ELDE EDİLEBİLEN / GEREKEN ISI (%)	KULLANILAN / ELDE EDİLEN ISI (%)	EK ISI (MMBTU)
OCAK	31	210	210	142.685	142.685	852	2.264	47,0	100	959
ŞUBAT	28	210	210	128.877	128.877	769	2.009	47,9	100	838
MART	31	210	210	142.685	142.685	852	2.004	53,1	100	751
NİSAN	30	210	210	138.082	138.082	824	2.195	46,9	74	1.150
MAYIS	31	210	210	142.685	142.685	852	2.476	43,0	80	1.297
HAZİRAN	30	210	210	138.082	138.082	824	4.962	20,8	100	3.145
TEMMUZ	31	209	210	142.685	142.685	852	4.640	22,9	100	2.860
AĞUSTOS	31	209	210	142.685	142.685	852	5.123	20,8	100	3.247
EYLÜL	30	210	210	138.082	138.082	824	4.960	20,8	100	3.144
EKİM	31	210	210	142.685	142.685	852	1.645	64,7	53	862
KASIM	30	210	210	138.082	138.082	824	1.866	55,2	100	668
ARALIK	31	210	210	142.685	142.685	852	3.091	34,4	100	1.621
TOPLAMLAR	365			1.680.000	1.680.000	10.030	37.235			20.543
MAKSİMUM								64,7	100	
MİNİMUM								20,8	53,3	

AYLAR	KONV. KAZAN ISI ÜRETİMİ (MMBTU)	KONV.KAZAN YAKIT TÜKETİMİ (MMBTU)	İLAVE YAKIT TÜKETİMİ (MMBTU)	ELEKTRİK ÜRETİMİ AMAÇLI YAKIT MİKTARI (MMBTU)	TOPLAM YAKIT TÜKETİMİ (MMBTU)
OCAK	959	1.199	1.199	1.819	3.018
ŞUBAT	838	1.047	1.047	1.643	2.690
MART	751	939	939	1.819	2.758
NİSAN	1.150	1.438	1.438	1.761	3.198
MAYIS	1.297	1.622	1.622	1.819	3.441
HAZİRAN	3.145	3.932	3.932	1.761	5.692
TEMMUZ	2.860	3.575	3.575	1.819	5.394
AĞUSTOS	3.247	4.058	4.058	1.819	5.877
EYLÜL	3.144	3.930	3.930	1.761	5.690
EKİM	862	1.077	1.077	1.819	2.897
KASIM	668	836	836	1.761	2.596
ARALIK	1.621	2.026	2.026	1.819	3.845
TOPLAMLAR	20.543	25.679	25.679	21.420	47.099

Tablo 4-13 Endüstriyel Kojenerasyon Ek Maliyetleri, 210 kW

Ort Elk Fiyatı 0,075 $/KWH

Top. Ölçülen Talep 8788,6 KW

Top. Faturalanmış Talep 4821 KW

Aylar	Günler	Ek Maksimum Güç(kW)	Pik Enerji(kWh)	Pik Olmayan Enerji(kWh)	Ek Enerji(kWh)	Ek Yük Faktörü(h)	Ek Maliyet ($)
Ocak	31	637	63822	166293	230115	361	14444
Şubat	28	630	71312	157011	228323	362	14398
Mart	31	677	90536	189179	279715	413	16860
Nisan	30	655	80692	169826	250518	382	15512
Mayıs	31	764	101153	204162	305315	400	18626
Haziran	30	761.4	90545	240373	330918	435	29352
Temmuz	31	794.3	95482	262433	357915	451	31231
Ağustos	31	776.9	103249	279066	382315	492	32264
Eylül	30	810	94062	239456	333518	412	30305
Ekim	31	825	103745	199770	303515	368	29336
Kasım	30	848	89867	177651	267518	315	17832
Aralık	31	610	74395	173320	247715	406	14970
Toplam	365	8788.6	1058861	2458539	3517400	400	265130
Max		848				492	
Min		610				315	

Ek Gaz Isıtma Değeri 4,23 $/MMBTU

Aylar	Ek Gaz Kullanımı(MMBTU)	Karşılanamayan Ek Yakıt(MMBTU)	Karşılanabilen Ek Yakıt(MMBTU)	Toplam Ek Yakıt(Galon)	Toplam Ek Yakıt($)
Ocak	1228	29	1199	7995	5259
Şubat	1081	34	1047	6982	4648
Mart	963	24	939	6261	4157
Nisan	1453	15	1438	9584	6193
Mayıs	1629	7	1622	10811	6925
Haziran	3935	3	3932	26210	16518
Temmuz	3580	5	3575	23835	15044
Ağustos	4062	4	4058	27055	17049
Eylül	3935	5	3930	26197	16518
Ekim	1099	22	1077	7183	4724
Kasım	855	19	836	5570	3705
Aralık	2059	33	2026	13508	8716
Toplam	25879	200	25679	171192	109456

Tablo 4-14 Endüstriyel Kojenerasyon Sistem Maliyetleri, 210 KW

Işletme&Bakım	3 $/KWH	Gaz Enerji Fiyatı	3,64 $/MMBTU
Yağ	0,7 $/Galon	Geri Alma Fiyatı	0,04 $/KWH
		Standby Fiyatı	3 $/KW

Aylar	Günler	Gaz Enerjisi Maliyeti($)	Bakım Maliyeti ($)	Standby Bekleme Maliyeti($)	Yedekleme Maliyeti($)	İşletme ve Bakım Maliyeti($)	Toplam Maliyet ($)
Ocak	31	6622	2038	759		104	9523
Şubat	28	5961	1841	759		104	8665
Mart	31	6622	2038	759		104	9523
Nisan	30	6408	1973	759		104	9244
Mayıs	31	6622	2038	759		104	9523
Haziran	30	6408	1973	759	176	104	9420
Temmuz	31	6622	2038	759	181	104	9704
Ağustos	31	6622	2038	759	181	104	9704
Eylül	30	6408	1973	759	176	104	9420
Ekim	31	6622	2038	759	181	104	9704
Kasım	30	6408	1973	759		104	9244
Aralık	31	6622	2038	759		104	9523
Toplam	365	77969	24000	9110	895	1250	113224

Tablo 4-15 Endüstriyel İşletme Maliyeti Özeti – 1994, 210 kW

KONVANSİYONEL SİSTEM		
Satın Alınan Güç	369437	$
Isıtma Gazı	157530	$
Fuel Oıl	0	$
Satın Alınan Buhar	0	$
Toplam	526967	$
KOJENERASYON SİSTEMİ		
Satın Alınan Güç	265130	$
Isıtma Gazı	109456	$
Fuel Oıl	0	$
Satın Alınan Buhar	0	$
Güç Eldesi Amaçlı Fuel Oil	77969	$
Bakım	24000	$
Standby Güç	10005	$
İdare	1250	$
Personel Ücretleri	0	$
Dağıtım Sistemi	0	$
Toplam	487810	$
GÜÇ SATIŞ GELİRİ	0	$
İŞLETME MALİYET TASARRUFU	39156	$

Tablo 4-16 Endüstriyel İşletme Maliyeti Özeti – 1995,210 kW

KONVANSİYONEL SİSTEM		
Satın Alınan Güç	387909	$
Isıtma Gazı	166981	$
Fuel Oıl	0	$
Satın Alınan Buhar	0	$
Toplam	554890	$
KOJENERASYON SİSTEMİ		
Satın Alınan Güç	278387	$
Isıtma Gazı	116023	$
Fuel Oıl	0	$
Satın Alınan Buhar	0	$
Güç Eldesi Amaçlı Fuel Oil	82647	$
Bakım	25200	$
Standby Güç	10506	$
İdare	1313	$
Personel Ücretleri	0	$
Dağıtım Sistemi	0	$
Toplam	514075	$
GÜÇ SATIŞ GELİRİ	0	$
İŞLETME MALİYET TASARRUFU	40815	$

4.4 Sonuçlar

Tablo 4-20, iki farklı modelleme analizinin sonuçlarını ortaya koyar. Başlangıç Analizi, herbir durum için en yüksek tasarruf tahminlerini ortaya koyar.Bu analiz, spesifik bir sistemin seçiminde faydalı olacak kimi bilgileri ortaya koymuştur; mesela maliyet açısından daha küçük ve doğal havalandırmalı motor ve türbin, turbo şarjlı motorlar kadar verimli değildir.

Eleme incelemesi ise, daha küçük IRR ve NPVlerle oldukça düşük tasarruf rakamları ortaya koymuştur. Eleme incelemesinin sonuçlarında elde edilen bilgilere dayanarak, ya 375 kW ya da 570 kW motoru seçilmelidir. Bu seçim, en yüksek IRR veya yine en yüksek NPVye göre verilecek olan karara dayalı olmalıdır.

Tablo 4-20'ye bakacak olursak, eleme analizinde 375 kW seçeneği İÇİN IRR %24.6 ve NPV 108.600 $ olurken, 570 kW seçeneği için IRR %22.4 ve NPV 160.600 $ olur. Bu analizde seçim kriteri olarak IRR göz önüne alındığı için 375 kW'lik motor seçeneği en uygun olan sistemdir.

Tablo 4.17 Endüstriyel Kojenerasyon Enerji Analizi, 570 kW

Kapasite	570 KW	Isı Oranı	11840 BTU/kWh	Alternatif Isıtma Yakıtı	150000 BTU/GAL	Mod	Alt Yük
Jeneratör Kapasitesi	570 KW	Isı Geri Kazanımı	5320 BTU/kWh	Buhar	1000000 BTU/LB	Buhar Verimi	0,125
Buhar Kapasitesi	0 KW	Yıllık Çalışma	8000 saat/yıl	Kazan Verimi	80%	Brülör Kapasitesi	0 BTU/kWh
Kompresör Kayıpları	6 KW					Brülör Verimi	%90

Aylar	Günler	Kojen.Alın. Motor Kapasitesi(kW)	Kojen Ort. Çıkışı(KW)	Kojen Motor Çıkışı (kWh)	Kojen Sistem Çıkışı(kWh)	Geri Kazanılabilen Isı(MMBTU)	Toplam Karşılanan Isı(MMBTU)	Kazanılabilen/Gerekli Isı(%)	Kullanılan/ Kazanılabilen Isı(%)	Ek Isı(MMBTU)
Ocak	31	570	570	387288	383211	2060	2264	113,8	100	0
Şubat	28	570	570	349808	346126	1861	2009	115,8	100	0
Mart	31	570	570	387288	383211	2060	2004	128,5	100	0
Nisan	30	570	570	374795	370849	1994	2195	113,5	71,3	335
Mayıs	31	570	570	387288	383211	2060	2476	104	77,8	378
Haziran	30	570	570	374795	370849	1994	4962	50,2	100	1976
Temmuz	31	570	570	387288	383211	2060	4641	55,5	100	1652
Ağustos	31	570	570	387288	383211	2060	5123	50,3	100	2038
Eylül	30	570	570	374795	370849	1994	4961	50,2	100	1974
Ekim	31	570	570	387288	383211	2060	1645	156,6	51,7	251
Kasım	30	570	570	374795	370849	1994	1866	133,6	100	0
Aralık	31	570	570	387288	383211	2060	3091	83,3	100	412
Toplam	365			4560000	4512000	24259	37235			9016
Max								%156,60	%100	
Min								%50,20	%51,7	

Aylar	Konv.Kazan Isısı(MMBTU)	Konv.Kazan Yakıt Enerjisi(MMBTU)	Ek Yakıt Kullanımı(MMBTU)	Olış İçin Gerekli Yakıt(MMBTU)	Toplam Yakıt Kullanımı (MMBTU)
Ocak	0	0	0	4585	4585
Şubat	0	0	0	4142	4142
Mart	0	0	0	4585	4585
Nisan	335	419	419	4438	4856
Mayıs	378	472	472	4585	5058
Haziran	1976	2470	2470	4438	6907
Temmuz	1652	2065	2065	4585	6650
Ağustos	2038	2548	2548	4585	7133
Eylül	1974	2468	2468	4438	6905
Ekim	251	314	314	4585	4899
Kasım	0	0	0	4438	4438
Aralık	412	516	516	4585	5101
Toplam	9016	11270	11270	53990	65260

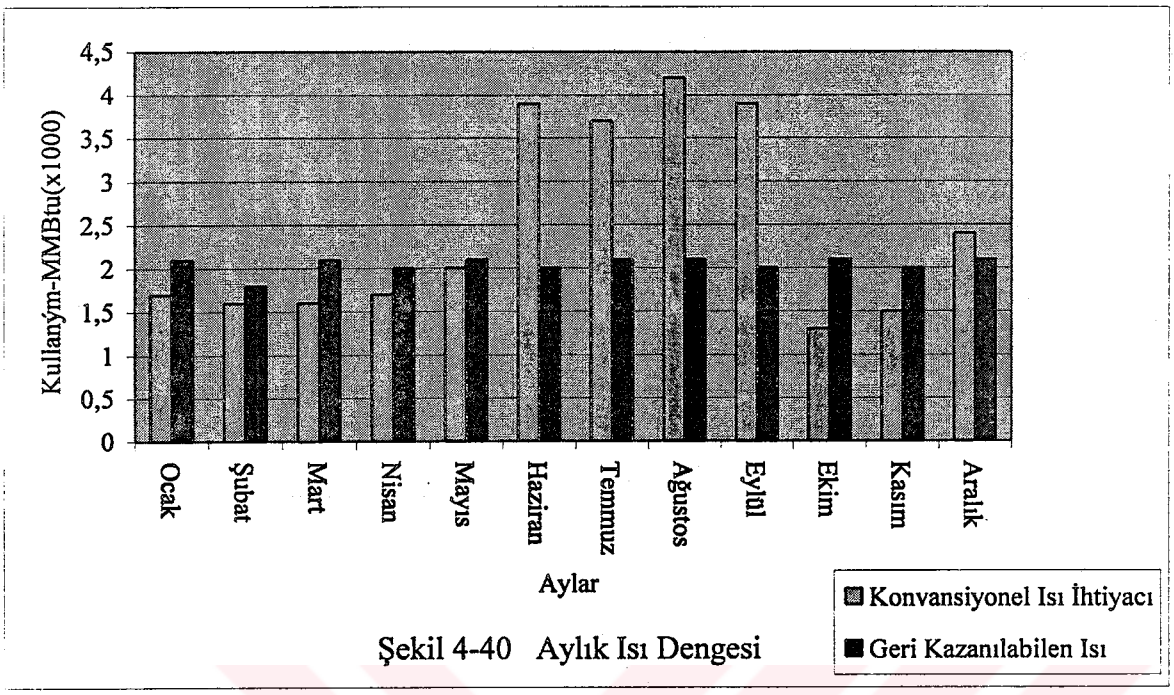
Tablo 4-18 Endüstriyel Kojenerasyon Ek Maliyeti, 570 kW

Ort Elk Fiyatı 0,129 $/KWH Toplam Ölçülen Talep 4545,1 KW
Toplam Faturalanmış Talep 2343 KW

Aylar	Günler	Ek Maksimum Güç(kW)	Pik Enerji(kWh)	Pik Olmayan Enerji(kWh)	Ek Enerji (kWh)	Ek Yük Faktörü(h)	Ek Maliyet ($)
Ocak	31	283	0	0	0	0	2459
Şubat	28	276	7592	3482	11074	40	2882
Mart	31	323	19989	19200	39189	121	4426
Nisan	30	301	12421	5330	17751	59	3384
Mayıs	31	410	30606	34183	64789	158	6192
Haziran	30	408.1	22410	75741	98151	240	11530
Temmuz	31	442.4	25365	92024	117389	265	13027
Ağustos	31	424.5	33020	108769	141789	334	14049
Eylül	30	456	25791	74960	100751	221	12469
Ekim	31	471	33198	29791	62989	134	11090
Kasım	30	494	21596	13155	34751	70	5704
Aralık	31	256	3848	3341	7189	28	2536
Toplam	365	4545.1	235834	459977	695811	139	89748
Max		494				334	
Min		256				0	

Ek Gaz Isıtma Değeri 4,32 $/MMBTU

Aylar	Ek Gaz Kullanımı (MMBTU)	Karşılanamayan Ek Yakıt (MMBTU)	Karşılanabilir Ek Yakıt (MMBTU)	Toplam Ek Yakıt (Galon)	Toplam Ek Yakıt ($)
Ocak	29	29	0	0	271
Şubat	34	34	0	0	291
Mart	24	24	0	0	250
Nisan	434	15	419	2791	1954
Mayıs	479	7	472	3149	2144
Haziran	2473	3	2470	16464	10436
Temmuz	2070	5	2065	13764	8759
Ağustos	2552	4	2548	16984	10764
Eylül	2473	5	2468	16451	10436
Ekim	336	22	314	2092	1547
Kasım	19	19	0	0	229
Aralık	549	33	516	3437	2432
Toplam	11470	200	11270	75130	49513



Şekil 4-40 Aylık Isı Dengesi

Tablo 4-19 Endüstriyel Kojenerasyon Sistem Maliyetleri, 570 kW

Işletme ve Bakım	3 $/KWH	Gaz Enerji Maliyeti	3,64$/MMBTU
Yağ	0,7 $/Galon	Geri Alma Fiyatı	0,04$/KWH
		Standby Fiyatı	3 $/KW

Aylar	Günler	Gaz Enerjisi Maliyeti($)	Bakım Maliyeti ($)	Standby Bekleme Maliyeti($)	Güç Satışı($)	Yedekleme Maliyeti($)	İşletme ve Bakım Maliyeti($)	Toplam Maliyet($)
Ocak	31	16691	4416	1864	(416)		219	22774
Şubat	28	15076	3989	1864	0		219	21148
Mart	31	16691	4416	1864	0		219	23190
Nisan	30	16153	4274	1864	0		219	22509
Mayıs	31	16691	4416	1864	0		219	23190
Haziran	30	16153	4274	1864	0	471	219	22960
Temmuz	31	16691	4416	1864	0	487	219	23677
Ağustos	31	16691	4416	1864	0	487	219	23677
Eylül	30	16153	4274	1864	0	471	219	22980
Ekim	31	16691	4416	1864	0	487	219	23677
Kasım	30	16153	4274	1864	0		219	22509
Aralık	31	16691	4416	1864	0		219	23190
Toplam	365	196525	52000	22364	(416)	2404	2625	275502

Tablo 4.20 Temel Durum İçin Kojenerasyon Geri Dönüş Modeli Özeti

Opsiyon(KW)	Modelleme Tipi	1995 Tasarrufu ($1000)	Geri Ödeme (yıl)	IRR (%)	NPV ($1000)
210	Başlangıç Analizi				
210	Eleme Analizi	40,8	7,5	16,6	23,6
375	Başlangıç Analizi	103,6	4,3		
375	Eleme Analizi	78,9	5	24,6	108,6
570	Başlangıç Analizi	186,6	3,4		
570	Eleme Analizi	116,9	5,5	22,4	160,6

5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Kojenerasyon teknolojilerinin geliştirilmesi ve uygulanması ülkemiz için her geçen gün daha fazla önem kazanmaktadır. Zaten yeni çıkan Elektrik Piyasası Yasası da açıkça göstermiştir ki kojenerasyonun ve özel elektrik üretim şirketleri olan otoprodüktörlerin ülkemiz elektrik üretimindeki payı artacaktır. Şu andaki mevcut faal otoprodüktörler ile bunlara ilave olarak başvurusu kabul edilip inşaat aşamasında olan ve başvurusu bakanlıkta değerlendirme aşamasında olan otoprodüktörler yakın gelecekte ülkemizde kojenerasyonun büyük oranda yaygınlaşacağının bir göstergesidir.

Kojenerasyon sistemleriyle elde edilen yüksek enerji verimi sayesinde tesis yatırımları kısa sürede kendini geri ödemektedir. Bu ise kojenerasyonu yatırımcılar için gün geçtikçe daha cazip hale getirmektedir. Trijenerasyon işte bu noktada devreye girmektedir. Ana enerji kaynağından üç farklı formda enerji üretimi olan trijenerasyon, işletmecilere büyük bir işlevsel esneklik sunarak tesis verimini arttırıp, birim enerji maliyetini düşürerek çok önemli bir teknik avantaj sağlar. Bunun için kullanılan absorpsiyonlu soğutma grupları da hızla geliştirilmektedir. Bu bağlamda, tek ve çift kademeli absorbsiyonlu soğutucuların yanısıra günümüzde üç kademeli absorpsiyonlu soğutma sistemleri için de Japonya'da çalışmalar devam etmektedir ve yakın gelecekte bu sistemler de piyasaya çıkacaktır.

Endüstriyel uygulama örneğinde görüldüğü gibi, kojenerasyon tesisleri projelendirmesi ve tasarımı çok çeşitli faktörlere bağlıdır ve tesis durumu ile enerji talebine göre yapılmalıdır. Pik yüklerde mevcut kojenerasyon tesisinin ürettiği elektriğin yanısıra şebekeden elektrik alınması opsiyonuna dayalı olarak bir sistem dizaynı yapılabileceği gibi, pik yükleri de karşılayabilen ve şebeke ile bağlantısız olarak ada modunda da çalışabilen bir sistem dizaynı da yapılabilir. Bu sistem dizaynlarında ise temel ve en önemli nokta tesis enerji taleplerinin yıllık bazda istatistiksel olarak incelenmesidir. Hatta kojenerasyon sistem tasarımcıları tarafından gerektiğinde bu çalışmada yapıldığı gibi saatlik bazda enerji talebi istatistikleri yaparak tesisin enerji haritasını çıkarıp, bu duruma göre proje modellemesi yapılmalıdır. Optimum sistem seçimi ve minimum birim elektrik üretiminin elde edilmesi için bu konu çok önemlidir. Çünkü kojenerasyon santral maliyetleri büyük yatırımlar gerektirir.

T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON MERKEZİ

Bu çalışmada, kojenerasyon teknolojilerindeki gelişmeler incelenmiş olup, bunlardan özellikle absorpsiyonlu soğutmalı trijenerasyon opsiyonu üzerinde ağırlıklı olarak durulmuştur. Çünkü kanımca bu tip enerji üretim santralleri yani bir enerji girdisinden üç farklı tip enerji çıkışı elde etmek ve böylece birim enerji maliyetini minimize etmek, hem ülkemiz için hem de tüm dünya için çok önemlidir. Özellikle çevre kirliliğinin, enerji kaynaklarının ve enerji optimizasyonun dünya gündeminde - hiç düşmemek üzere - olduğu günümüzde biz mühendislerin üzerine bu konuda büyük görevler düşmektedir.

KAYNAKLAR

Aybers, N., Şahin, B., (1995), "Enerji Maliyeti", YTÜ Yayınları Yayın No: 299, İstanbul

Aydoğdu, O., (2001), "Absorpsiyonlu Su Soğutma Grupları", Ecogeneration World Dergisi, Mayıs 2001-Sayı 3

Bolland, O., (1990), "Analysis of Combined and Integrated Gas Turbine Cycles", PhDThesis, Trondheim University.

Derbentli, T., (1998), "Bölge Isıtması ve Kojenerasyonun Ekonomik Olurluluğu", TMMOB Yayınları-Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Konferansı Bildiriler Kitabı, İstanbul

Horlock, J.H., (1995), "Combined Power Plants - Past, Present, and Future", Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol. 117, pp. 608-616

Kehlhofer R., Bachman R., Nielsen H., Warner J., (1999), "Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants"; 2 nd edition

Koçak, T., Gülşen, O., (1998), "Kojenerasyon Nedir? Kojenerasyon Teknikleri ve Sistem Seçimi", TMMOB Yayınları-Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Konferansı Bildiriler Kitabı, İstanbul

Langreck, J., Pruiksma, E., (1999), "Extending the Market for Cogeneration With Absorption Refrigeration", Combined Cooling&Power Journal, July 1999

Lindberg, A., (1999), "Latest Development in Reciprocating Engine Driven Cogeneration Plants", ICCI 1999 Bildiriler Kitabı, İstanbul

Merrill, Hyde , (1983), "Cogeneration-A Strategic Evaluation", IEEE Transactions on PowerApparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 2, February, pp. 463 – 471

Odabaşı, H., (2001), "Absorpsiyonlu Soğutma Sistemleri&Kojenerasyon", ICCI 2001 Bildiriler Kitabı, İstanbul

UNESCAP, (1998), "Promotion of Cogeneration Technology as a Means of Pollution Control and Increase in Energy Efficiency in Industrial and Commercial Sectors", United Nations Publications

Waukesha Power Systems Inc, (1996), "Waukesha Cogeneration Handbook", 4th edition

Zieger, M.P., (1997), "Cogeneration To Cover Demand On Heat and Refrigeration", ICCI 1997 Bildiriler Kitabı, İstanbul

ÖZGEÇMİŞ

Doğum Tarihi	: 13.11.1976	
Doğum Yeri	: Ankara	
Lise	: 1987-1994	Tekirdağ Anadolu Lisesi
Lisans	: 1994-1998	Yıldız Teknik Üniversitesi Mühendislik Fak. Makine Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	: 1998-2001	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Ens. Makine Müh. Anabilim Dalı, Isı Proses Programı
Çalıştığı Kurumlar		
	1999-2000	GENTES Genel Tesisat Mühendislik Ltd.Şti.
	2000-2001	ENKO Ltd.Şti.
	2001-Devam	Türkiye Kojenerasyon&Otoprodüktörlük Derneği