

T.C.  
ULUDAĞ ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

BURSA İÇİN KONUTLARDA ENERJİ TÜKETİM KARAKTERİSTİKLERİNİN  
BELİRLENMESİ VE BU KONUTLAR İÇİN  
YAKIT HÜCRELERİ İLE ALTERNATİF ENERJİ TÜKETİM SİSTEMLERİNİN  
KARŞILAŞTIRILMASI

M. EMİN UĞUR ÖZ

DOKTORA TEZİ  
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

BURSA  
2006

T.C.  
ULUDAĞ ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

BURSA İÇİN KONUTLARDA ENERJİ TÜKETİM KARAKTERİSTİKLERİNİN  
BELİRLENMESİ VE BU KONUTLAR İÇİN  
YAKIT HÜCRELERİ İLE ALTERNATİF ENERJİ TÜKETİM SİSTEMLERİNİN  
KARŞILAŞTIRILMASI

M. Emin Uğur ÖZ

DOKTORA TEZİ  
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

Bu Tez 29 / 09 / 2006 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oybirliği/oy çokluğu ile kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Atakan AVCI

Prof. Dr. R. YAMANKARADENİZ

Prof. Dr. A. YİĞİT

Danışman

Prof. Dr. R. EREN

Prof.Dr.İ.EKMEKÇİ

## ÖZET

Yakıt Hücreleri modüler yapısı, kısmi yüklerde verimli çalışması, çevresel etkisinin minimum olması, hem ısı hem güç sağlayabilmesi açısından çok iyi bir gelecek vaat etmektedir.

Bu tez çalışmasında, Bursa bölgesinin iklim şartlarında ihtiyaç duyulan tipik evsel enerji taleplerine yakıt hücreli evsel bir bileşik ısı güç ( kojenerasyon ) sistemi'nin cevabı araştırıldı. Bilgisayar simülasyonu ile PEMFC ( Proton Değiştirici Membranlı Yakıt Hücresi ) ve SOFC ( Katı Oksitli Yakıt Hücresi ) esaslı ısı geri kazanımlı, evsel bir bileşik ısı güç sisteminin, saatlik termal ve elektriksel yükler için ulusal şebekeden tam bağımsız olarak nasıl çalışabileceği tespit edildi. Bilgisayar simülasyonunda kullanılacak verileri elde etmek için; Bursa'daki evlerin yapısal özellikleri ve ailelerin sosyoekonomik durumlarına göre enerji kullanım alışkanlıkları anket yapılarak, ayrıca tüm yıl için saatlik evsel enerji gereksinimleri, gaz, elektrik ve su faturaları incelenerek bulundu. Simülasyondan alınan sonuçlar enerji kullanımı, verim, yatırım ve işletme maliyetleri açısından klasik sistemlerle karşılaştırıldı.

Yakıt hücreli modellerin, enerji kullanımı açısından klasik sistemlerden daha ekonomik ve verimli olduğu tespit edildi. Tüm klasik enerji sistemlerine göre, bugünkü ilk yatırım maliyetleriyle ekonomik olmamasına karşın, işletme maliyetleri açısından daha ekonomik olduğu, yatırım ve işletme maliyetlerinin toplamlarına göre ise, tamamen elektrikle çalışan klasik sistemlerle rekabet edebildiği, gazlı ısıtma - elektrikli soğutma sistemlerine göre ise rekabet edebileceği şartlar belirlendi.

**ANAHTAR KELİMELER:** Enerji Tahmin Yöntemleri, Saatlik Enerji Modelleme, Derece Gün Yöntemi, Evsel Enerji Tüketimi, Evsel Kojenerasyon, Hibrid Sistem, Isı Geri Kazanımı, Yakıt Hücresi.

**DETERMINATION OF RESIDENTIAL ENERGY CONSUMPTION CHARACTERISTICS AND COMPARISON FUEL CELLS WITH ALTERNATIVE ENERGY SYSTEMS FOR THE HOUSES IN BURSA**

**ABSTRACT**

Fuel Cells are promising for the Future with their Modularity, efficient Operation under the Part Load Conditions, minimal environmental impact and both of heat and power supplying.

In this study, specifications, characterisations and applications of Fuel Cells are described and analysed thermoeconomically for a Residential Cogeneration System with heat recovery for Turkey conditions ( for now, Bursa Climatic Conditions ). It was found consequently that a residential and cogeneration application of a Total Energy System Model based on PEMFC and SOFC analysed by a computer program Matlab coded is thermoefficient in terms of energy use for a year, but has disadvantage for the first Costs. Local inputs for the Model ( i.e.hourly energy use of a Turkish Family in a year ) have been determined by analysing the Bills and the Inquiry. Although system was not found economic for the first Costs under today's conditions, it is more economic than the Classical Systems running electrically but competitive as to Natural Gas Heating and Electrical Air Conditioning Systems in terms of operational costs.

**KEYWORDS:** Energy Estimating Methods, Hourly Energy Modelling, Degree Days Method, Residential Energy Consumptions, Residential Cogeneration, Hybrid Systems, Heat Recovery, Fuel Cells.

## **İÇİNDEKİLER DİZİNİ**

- 1 - GİRİŞ
- 2 - KAYNAK ARAŞTIRMASI
  2. 1. Enerji Tüketim Tahminleri
  2. 2. Yakıt Hücrelerinin Evsel Kullanımı
- 3 - MATERYAL ve YÖNTEM
  3. 1. Materyal
    3. 1. 1. Evsel Enerji Yükleri ve Tahmin Metotları
    3. 1. 2. Yakıt Hücreleri
    3. 1. 3. Yakıt Hücreleri İçin Kurşun Asit Bataryalı Hibrid Sistem
    3. 1. 4. Isı Pompası
  3. 2. Yöntem
    3. 2. 1. Sistemin Tanıtımı
    3. 2. 2. İşletme Rejimleri
      3. 2. 2. 1. Evin Soğutulması
      3. 2. 2. 2. Evin Isıtılması
      3. 2. 2. 3. Klasik Enerji Sistemleri
    3. 2. 3. Akü'nün Hibrid Sistem İçin Çalışması
    3. 2. 4. Farklı Yakıtlara Göre Çalışma Verimleri
- 4 - ARAŞTIRMA SONUÇLARI ve TARTIŞMA
  4. 1. Evsel Enerji Yüklerinin Analizi ve Sonuçları
  4. 2. Toplam Enerji Sisteminin Analizi ve Sonuçları
    4. 2. 1. Yakıt Hücresi ve Isı Deposunun Analizi ve Sonuçları
    4. 2. 2. Isı Pompasının Çalışmasının Analizi ve Sonuçları
    4. 2. 3. Maliyet Analizleri ve Sonuçları
  4. 3. Sonuç ve Öneriler

### **KAYNAKLAR**

### **EKLER**

- EK 1. Çizelgeler
- EK 2. Termodinamik Analizler
- EK 3. Hesaplar
- EK 4. Maliyetler
- EK 5. Literatürdeki Benzer Çalışmalar ile Karşılaştırma
- EK 6. Bilgisayar Modeli

## SİMGELER DİZİNİ

$A_i$	- “ i “ Yönündeki Toplam Pencere Alanı	( $m^2$ )
$a_i$	- Ürünlerin ve Reaksiyonların Aktiviteleri	
$A_{ikl}$	- İklimlendirilmiş Alan	( $m^2$ )
$A_K$	- Isı ( Kayıp) Transfer Yüzeyi	( $m^2$ )
$C_i$	- Akü Kapasitesi ( Amper saat )	( Ah )
$c_{p, hava}$	- Havanın 20°C, 100 kPa’ da Özgül Isınma Isısı, 1006	( J / kg K )
$c_{p, su}$	- Suyun 20 °C, 100 kPa’da Özgül Isınma Isısı, 4181	( J / kg K )
$\cos \Phi$	- Faz Farkı	
$DG_{IS}$	- Isıtma Derece Gün	( °C )
$DG_{SOĞ}$	- Soğutma Derece Gün	( °C )
$DIO$	- Duyulur Isı Oranı	
$DS$	- Derece Saat	( °C )
$dZ$	- İşletme Rejimi Süresi	( Dakika )
$\dot{E}_{AKÜ}$	- Aküye Gelen Yük	( kW )
$E^0$	- Standart Basınç ve Verilen Bir Sıcaklıkta Açık Devre Potansiyeli	( V )
$E_{CD, AKÜ}$	- Aküden Çekilen Enerji	( J )
$\dot{E}_{CONV}$	- Y.H’ nin Akü Doldurma ( Konverter ) Yüğü	( kW )
$\dot{E}_{DEF}$	- Elektrikli Defrost Yüğü	( kW )
$\dot{E}_{DO}$	- Elektrikli Domestik Su Isıtma Yüğü	( kW )
$\dot{E}_{EI}$	- Isı Pompasının Isıtma İçin Kullandığı Elektrik	( kW )
$\dot{E}_F$	- Fan İçin Gerekli Elektrik	( kW )
$\dot{E}_{IP}$	- Isı Pompası Kompresörünün Çektiğı Elektrik	( kW )
$\dot{E}_{KL}$	- Klima İçin Gerekli Elektrik	( kW )
$\dot{E}_{LA}$	- Aydınlatma İçin Gerekli Elektrik	( kW )

$E_{MAX, AKÜ}$	- Akünün Verebileceği Maksimum Enerji	( J )
$E_{KAL, AKÜ}$	- Aküde Kalan Enerji	( J )
$\dot{E}_{YED}$	- Yedek Elektrikli Isıtıcının Elektrik Yüğü	( kW )
$\dot{E}_{YH}$	- Yakıt Hücresi Elektrik Çıktısı	( kW )
$E_{YÜKL}$	- Aküye Yüklenen Enerji	( J )
F	- Faraday Sabiti	
$g_{i, ay}$	- “ i “ Yönündeki Saydam Elemanların Güneş Enerjisi Geçirme Faktörü	
G	- Gibbs Fonksiyonu	
GOS	- Günlük Ortalama Dış Hava Kuru Termometre Sıcaklığı	( °C )
$GOS_{ORT}$	- Günlük Ortalama Sıcaklıkların Yıllara Göre Ortalaması	( °C )
$I_{i, ay}$	- i Yönünde Yüzeyle Dik Gelen Aylık Ort. Güneş Işınım Şiddeti	( W/m <sup>2</sup> )
$i_0$	- Değişen Akım Yoğunluğu	( mA / cm <sup>2</sup> )
$ITK_i$	- İdeal Çevrimde Isıtma Tesir Katsayısı	
$K_{BSZ}$	- Derece Gün Başına Boyutsuz Tüketim	
$L_{IS}$	- Binanın Özgül Isı Kayıp Katsayısı – Isıtma İçin	( W / K )
$L_{SOĞ}$	- Binanın Özgül Isı Kazanç Katsayısı – Soğutma İçin	( W / K )
m	- Hidrokarbonlu Yakıtta Hidrojen’ in Molekül Sayısı	
$\dot{m}_{DG}$	- Depo ve Yakıt Hücresi Soğutucu Eşanjörü Arasında Dolaşan Su	( kg / h )
$m_D$	- Depodaki Su Miktarı	( kg )
$m_S$	- Soğutucu Akışkan	
$\dot{m}_{SIC}$	- Talep Edilen Domestik Su Miktarı	( kg / h )
$\dot{m}_{TI}$	- Evi Termal Olarak Isıtmak İçin Depodan Çıkan Suyun Debisi	( kg / h )
$\dot{m}_{YHS}$	- Yakıt Hücresi Soğutucu Akışkanının Debisi	( kg / h )
$\dot{N}$	- Molar Debi	( mol / h )
n	- Hidrokarbonlu Yakıtta Karbon’ un Molekül Sayısı	
OTTV	- Bina Dış Zarfıyla Dıştan İçe Toplam Isı Geçiş Katsayısı	( W/m <sup>2</sup> )
p	- Oksitlenmiş Hidrokarbonlu Yakıtta Oksijen’ in Molekül Sayısı	

$P$	- Pik Yük	( kW )
$P$	- Ürünler	
$P_b$	- Buharlaştırıcı Basıncı ( Teorik Analiz )	
$P_{max}$	- Akünün Sabit Akımla Verebileceği Maksimum Güç	( W )
$P_i$	- Kısmi Basınç	( Atm )
$P_y$	- Yoğuşturucu Basıncı ( Teorik Analiz )	
$Q_b$	- Buharlaştırıcıda Çekilen Isı ( Teorik Analiz )	
$Q_{BSZ}$	- Boyutsuz Gaz Tüketimi	
$\dot{Q}_C$	- Çevreye Atılan Isı	( kW )
$\dot{Q}_D$	- Duyulur Isı	( W )
$\dot{Q}_{DG}$	- Depoya Giren Isı Miktarı	( kW )
$\dot{Q}_{DO}$	- Termal Olarak Domestik Su Isıtma Yüğü	( kW )
$\dot{Q}_{EI}$	- Elektrikli Isıtma Yüğü	( kW )
$\dot{Q}_G$	- Gizli Isı	( W )
$\dot{Q}_I$	- Ev Isıtma Yüğü	( kW )
$\dot{Q}_{IL}$	- İletimle ve Havalandırma İle Isı Kazancı	( W )
$\dot{Q}_{IP}$	- Isı Pompasının Sağladığı Termal Güç	( kW )
$Q_{IS,max}$	- Maksimum Isıtma Yüğü	( W )
$\dot{Q}_K$	- Kayıp Enerji	( kW )
$Q_{KAZ}$	- Isı Kazancı	( W )
$Q_{max}$	- Maksimum Gaz Tüketimi	( m <sup>3</sup> )
$\dot{Q}_{PIŞ}$	- Pişirmeden Gelen Isı Kazancı	( W )
$Q_{SOĞ,max}$	- Maksimum Soğutma Yüğü	( W )



$\dot{Q}_{TI}$	- Termal Ev Isıtma Yüğü	( kW )
$\dot{Q}_{TOP}$	- Toplam Isı	( kW )
$Q_y$	- Yoğuşturucudan Çekilen Isı	
$\dot{Q}_{YED}$	- Yedek Elektrikli Isıtıcının Isıtma Yüğü	( kW )
$\dot{Q}_{YH}$	- Yakıt hüçresinden alınan ısı	( kW )
$\dot{q}_D$	- İnsanlardan Gelen Duyulur Isı Kazancı	( W / kişi )
$\dot{q}_G$	- İnsanlardan Gelen Gizli Isı Kazancı	( W / kişi )
R	- Reaktanlar	
$r_{i,ay}$	- “ i ” Yönünde Saydam Yüzeýlerin Aylık Ortalama Gölgeleme Faktörü	
$r_{TE}$	- Yakıt Hüçresinin Termal Çıktısı / Elektrik Çıktısı, Boyutsuz	
SEER	- Mevsimlik Enerji Verimliliği	( % )
SOC	- Akünün Doluluk Durumu	( % )
STK <sub>i</sub>	- İdeal Çevrimde Soğutma Tesir Katsayısı	
$T_D$	- Depo Sıcaklığı	( °C )
$T_{DEN, IS}$	- Isıtma Denge Sıcaklığı	( °C )
$T_{DEN, SOğ}$	- Soğutma Denge Sıcaklığı	( °C )
$T_{DG, i}$	- Depoya Giren Suyun Sıcaklığı	( °C )
$T_{DIş}$	- Dış Hava Termometre Sıcaklığı	( °C )
$T_{DIş, IS}$	- Isıtma Tasarım Dış Sıcaklığı	( °C )
$T_{DIş, SOğ}$	- Soğutma Tasarım Dış Sıcaklığı	( °C )
$T_{DL}$	- Depodan Evi Termal Olarak Isıtma Başlangıç Sıcaklığı	( °C )
$T_{DO}$	- Depoda Termal Olarak Isıtılan Domestik Suyun Çıkış Sıcaklığı	( °C )
$T_K$	- Dış Hava Kuru Termometre Sıcaklığı	( °C )
$T_{SIC}$	- Domestik Su Sıcaklığı	( °C )
$T_{SICX}$	- Domestik Suyu Termal Olarak Isıtmak İçin Gerekli Min.Depo Sıc.	( °C )
$T_{SO}$	- Soğuk şebeke Suyu Sıcaklığı	( °C )

$T_{TI, I}$	- Depoya Dönen Su Sıcaklığı	( °C )
$T_{Y,H,S}$	-Yakıt Hücrelerinden Çıkan Soğutucu Akışkanın Sıcaklığı	( °C )
$T_{Y,H,X}$	- Deponun Yakıt Hücrelerinden Isı Çekebileceği Max. Depo Sıcaklığı	( °C )
$T_{ZONE}$	- Bölünmüş Hacmin Sıcaklığı	( °C )
$U$	- Voltaj	( V )
$U_{BSZ}$	- Boyutsuz Gaz Tüketimi	
$U_K$	- Isı ( Kayıp ) Transfer Katsayısı	( W/ m <sup>2</sup> K )
$U_{DD} A_{DD}$	- Dış Duvarlardan Isı Transfer Katsayısı ( Alana Bağlı )	( W / K )
$U_P A_P$	- Pencereleden Isı Transfer Katsayısı ( Alana Bağlı )	( W / K )
$V$	- Şartlandırılan Hacim	( m <sup>3</sup> )
$\dot{V}$	- Taze Hava Miktarı	( m <sup>3</sup> / h )
$V_D$	- Isı Depolama Tankının Hacmi	( lt )
$\dot{V}_f$	- Fan Debisi	( lt / sn )
$Y_{Y.H.}$	- Yakıt Hücrelerinin Kullandığı Yakıt Enerjisi	( MJ, kWh )
$\dot{Y}_{DO}$	- Domestik Su Isıtıcısının Kullandığı Yakıt Enerjisi	( kW )
$\dot{Y}_{GAZ}$	- Gazlı Cihazın Kullandığı Toplam ( Ev Isıt.+ Su Isıt.) Yakıt Enerjisi	( kW )
$\dot{Y}_I$	- Gazlı Cihazın Ev Isıtması İçin Kullandığı Yakıt Enerjisi	( kW )
$Z$	- Toplam Süre	( Saat )
$\Delta \bar{G}$	- Yakıt Molekülü Başına Gibbs Değişimi	
$\alpha_i, \beta_i$	- Enerji Denklemlerinin Katsayıları	
$\Delta t_{IS}$	- Isıtma Tasarım İç Dış Sıcaklık Farkı	( °C )
$\Delta t_{SOĞ}$	- Soğutma Tasarım İç Dış Sıcaklık Farkı	( °C )
$\eta$	- Sistem Verimi	( % )
$\eta_{accu}$	- Akünün Boşaltma Verimi - % 93	( % )
$\eta_{cogen}$	- Bileşik Isı Güç ( Kojenerasyon ) Verimi	( % )
$\eta_{elk}$	- Elektriksel Verim	( % )
$\eta_{gaz}$	- Gazlı Cihazın Verimi - % 85	( % )

$\eta_{\text{ısıtıcı}}$	- Gazlı Domestik Su Isıtıcısının Verimi - % 70	( % )
$\eta_{\text{elk.ısıtıcı}}$	- Elektrikli Su Isıtıcısının Verimi - % 100	( % )
$\eta_{\text{ik}}$	- Kompresörün İzentropik Verimi	( % )
$\eta_{\text{termal}}$	- Termal Verim	( % )
$\eta_{\text{Y.H.}}$	- Y.H. Elektrik Gücüne Bağlı Olarak Bulunan Y.H. Sistem Verimi	( % )
$\eta_{\text{Y.H.düz}}$	- Farklı Yakıtlar İçin Düzeltilmiş Y.H. Sistem Verimi	( % )
$\eta_{\text{YED}}$	- Isı Pompası Yedek Elektrikli Isıtıcısının verimi	( % )
$\eta_{\text{yük1}}$	- Y.H.' nin Akü Doldurma Verimi - % 83	( % )
$\Phi_{\text{g.ay}}$	- Aylık Ortalama Güneş Işınımından Gelen Isı Kazancı	( W )
$\rho_{\text{hava}}$	- Havanın 20 C ° 100 kPa' daki Özgül Ağırlığı - 1.184	( kg / m <sup>3</sup> )
$W_k$	- Kompresör İşİ	
$w_{\text{dış.ay}}$	- Dış Havanın Özgül Nemi ( Aylık Ortalama )	( gr-nem / kg-kuru hava )
$w_{\text{iç.ay}}$	- İç Havanın Özgül Nemi ( Aylık Ortalama )	( gr-nem / kg-kuru hava )
$w_s$	- Bütün Sistemin Ürettiği Net Elektrik Gücü	( kW )
$\Psi$	- Duyulur Isı Oranı	
$\zeta$	- Yakıt Hücresi Sisteminin Verimi	( % )

### KISALTMALAR

A.B.D.	- Amerika Birleşik Devletleri
AC	- Alternatif Akım
AFC	- Alkali Yakıt Hücresi
B.F.	- Birim Fiyat
BUSKİ	- Bursa Su ve Kanalizasyon İşletmesi
CHP	- Bileşik Isı Güç Sistemi
DC	- Doğru Akım
DMFC	- Direkt Metanollü Yakıt Hücresi
€	- Euro ( Avrupa Birliği Para Birimi 1 € = 1.7 YTL Alınmıştır. )
EİEİ	- Elektrik İşleri Etüd İdaresi

F <sub>2,i</sub>	- Aylık Kombi, Şofben Gaz Tüketim Farklarının Ara Değerleri
F <sub>2,i</sub> Bsz	- Aylık Kombi Şofben Gaz Tüketim Farklarının Enterpolasyonla Bulunmuş Ara Değerlerin Boyutsuzlaştırılmış Büyüklükleri
Is. Bas. Yuk	- Isıtma Sezonu Başlangıç Dönemindeki Isıtma Yüğü İçin Gaz Tüketiminin Boyutsuz İfadesi ( 293. Gün- 365. Gün Arası )
Is. Son. Yük.-	Isıtma Sezonu Son Gaz Tüketiminin Boyutsuz İfadesi ( 80 – 151. Günler )
MATLAB	- Matris Laboratuvarı ( Bilgisayar Programlama Dili )
MCFC	- Eriyik Karbonatlı Yakıt Hücresi
PAFC	- Fosforik Asitli Yakıt Hücresi
PEMFC	- Proton Değiştirici Membranlı Yakıt Hücresi
Pik. Is. Yuk.	- Pik Isıtma Dönemi Boyutsuz Gaz Tüketimi ( 1. – 80. Günler Arası )
Pik. Is. Sıc.	- Pik Isıtma Dönemi Derece Günleri
Ort_yAylıkOrtSicakliki	- Aylık Ortalama Dış Sıcaklık Ortalamalarının Enterpolasyonla Bulunmuş Ara Değerleri
Ort_GazTük_Kombi	- Kombi Ortalama Gaz Tüketimi
Ort_GazTük_SofOc	- Şofben Ocak Ortalama Gaz Tüketimi
PLR	- Kısmi Yük Oranı
SOFC	- Katı Oksitli Yakıt Hücresi
TEDAŞ	- Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TES	- Toplam Enerji Sistemi
USD	- A.B.D. Para Birimi ( Dolar )
Y. H.	- Yakıt Hücresi
y t - 00	- 2000 Yılı Gaz Tüketimi ( m <sup>3</sup> )

### ŞEKİLLER DİZİNİ

- Şekil 3. 1. Bursa İçin Ortalama Sıcaklıklar  
 Şekil 3. 2. Ortalama Gaz Tüketimi Kombi Gurubu  
 Şekil 3. 3. Yıllara Göre Kombi Gaz Tüketimleri Ortalaması

- Şekil 3. 4. Kombi – Soba Şofben Gaz Tüketim Fark Grafiği
- Şekil 3. 5. Ortalama Boyutsuz Gaz Tüketimleri
- Şekil 3. 6. Bir Yakıt Hücresinin Şematik Görünüşü
- Şekil 3. 7. PEM Yakıt Hücrelerinin Yapısı
- Şekil 3. 8. Y. H. ' lerinin Kimyasal Reaksiyonları
- Şekil 3. 9. PEMFC ve SOFC Y.H. Sistemlerinin Alt Sistem Elemanları
- Şekil 3. 10. SOFC Ön Yakıt Hazırlama Proses Diyagramı
- Şekil 3. 11. PEMFC Sistemi Yakıt Hazırlama ve Temizleme Proses Diyagramı
- Şekil 3. 12. Kurşun – Asit Tipte Bir Akü
- Şekil 3. 13. Hibrid Sistemin Farklı Durumları İçin Y. H. İle Akü Kapasitesi Arasındaki İlişki
- Şekil 3. 14. Y. H. İçin Hibrid Sistem Şeması
- Şekil 3. 15. Dinamik Batarya Modelleme Algoritması
- Şekil 3. 16. Kayıplı Buhar Sıkıştırılmalı Isı Pompası Çevrimi T-s ve ln P-h Diyagramı.
- Şekil 3. 17. Yakıt Hücresi / Isı Pompası / Sıcak Su Deposu Olan TES Sistem Şeması.
- Şekil 3. 18. Y. H. Alt Sistem Şeması
- Şekil 3. 19. Y. H. Sisteminin Performansı (Yakıt hazırlama ve güç regülâtörü hariç )
- Şekil 3. 20. Y. H.Sisteminin Verimi ( Kısmi yükün fonksiyonu olarak )
- Şekil 3. 21. Termal Depo Enerji Akış Diyagramı
- Şekil 3. 22. Enerji Dengeleri için TES Diyagramı
- Şekil 3. 23. İşletme Rejimlerinin Akülü Hibrid Sistem için Akış Şeması
- Şekil 3. 24. TES Tesisatının Rejim 1 için İşletme Durumu
- Şekil 3. 25. TES Tesisatının Rejim 2 için İşletme Durumu
- Şekil 3. 26. TES Tesisatının Rejim 3 için İşletme Durumu
- Şekil 3. 27. TES Tesisatının Rejim 4 için İşletme Durumu
- Şekil 3. 28. TES Tesisatının Rejim 5 için İşletme Durumu
- Şekil 3. 29. TES Tesisatının Rejim 6 için İşletme Durumu
- Şekil 3. 30. TES Tesisatının Rejim 6.x için İşletme Durumu
- Şekil 3. 31. TES Tesisatının Rejim 7 için İşletme Durumu
- Şekil 3. 32. Kurşun Asit Batarya Maksimum Gücü

- Şekil 3. 33. Basit bir SOFC – CHP Sistemi
- Şekil 3. 34. KW SOFC’ li Bir Mikro CHP’nin Yük Faktörü ve Elektriksel Verimi
- Şekil 4. 1. Ortalama Gaz Tüketimi ( Kombi )
- Şekil 4. 2. Karşılaştırmalı Ortalama Gaz Tüketimi
- Şekil 4. 3. Ortalama Gaz Tüketimleri ( Yıllık )
- Şekil 4. 4. Kombi Kullanımında Saatlik Gaz Tüketimi ( iş günü )
- Şekil 4. 4. ( Devamı ) Kombi Kullanımında Saatlik Gaz Tüketimi (Tatil Günü)
- Şekil 4. 5. Ortalama Gaz Tüketimi ( Şofben – Ocak )
- Şekil 4. 6. “ Gos “ Ortalama Günlük Ortalama Sıcaklık (  $F2_{i,BSZ}$  ile beraber )
- Şekil 4. 7. Günlük Sıcak Su Tüketimi
- Şekil 4. 8. Saatlik Sıcak Su Tüketiminin Bağlı Dağılımı ( Kümülatif )
- Şekil 4. 9. İç Enerji Kazançlarıyla Oluşan İç Sıcaklıklar
- Şekil 4. 10. İç enerji Kazançlarıyla Oluşan Günlük Ortalama İç Dış Sıcaklıklar Ort.
- Şekil 4. 11. Tipik Günlük Soğutma Yüğü
- Şekil 4. 12. Aylık Ortalama Elektrik Tüketimleri ( Gurup 1 )
- Şekil 4. 12. ( Devamı ) Aylık Ortalama Elektrik Tüketimleri ( Gurup 2 )
- Şekil 4. 13. Aylık Ortalama Elektrik Tüketimleri ( Akıllı Sayaç Aboneleri )
- Şekil 4. 14. Aylara Göre Saatlik Elektrik Tüketimleri
- Şekil 4. 15. Aylık Pik Elektrik Yükleri
- Şekil 4. 16. Farklı Isı Deposu ve Y. H. Kapasitelerinde Termal Yük (  $Q_{YH}$  ) – PEMFC
- Şekil 4. 17. Farklı Isı Deposu ve Y. H. Kapasitelerinde Termal Sıcak Su Isıtma
- Şekil 4. 18. Farklı Isı Deposu ve Y. H. Kapasitelerinde Çevreye Atılan Isı - PEMFC
- Şekil 4. 19. Farklı Isı Deposu ve Y. H. Kapasitelerinde Depodaki Kayıp Isı – PEMFC
- Şekil 4. 20. Farklı Isı Deposu ve Y. H. Kapasitelerinde Termal Ev Isıtması - PEMFC
- Şekil 4. 21. Farklı Depo Kapasitelerinde Y. H. Kapasitesi ve TES Toplam Verimi arasındaki ilişki
- Şekil 4. 22. Farklı Isı Deposu ve Y. H. Kapasitelerinde Termal Enerji kullanımı
- Şekil 4. 23. Farklı Isı Deposu ve Y. H. Kapasitelerinde Elektrikli Sıcak Su Isıtma
- Şekil 4. 24. Farklı Isı Deposu ve Y. H. Kapasitelerinde Isı Pompası Kompresörünün Elektrik Tüketimi

- Şekil 4. 25. Farklı Isı Deposu ve Y. H. Kapasitelerinde Yedek Elektrikli ısıtma
- Şekil 4. 26. Farklı Isı Deposu ve Y. H. Kapasitelerinde Isı Pompasının Elektrikli Defrost Yükleri ( PEMFC – Yıllık )
- Şekil 4. 27. Farklı Depo ve Y. H. Kapasitelerinde PEMFC Elektrik Yükü ( Yıllık )
- Şekil 4. 28. Farklı Isı Deposu ve Y. H. Kapasitelerinde Yakıt ( Enerjisi ) Yükü
- Şekil 4. 29. Isı Deposunda Aylık Termal Denge ( PEMFC ile )
- Şekil 4. 30. Isı Deposunda Aylık Termal Denge ( SOFC ile )
- Şekil 4. 31. PEMFC ve SOFC’ li TES’ in Elektriksel Yüklerinin Karşılaştırılması
- Şekil 4. 32. PEMFC ve SOFC’ li TES’ in Termal Yüklerinin Karşılaştırılması
- Şekil 4. 33. PEMFC ve SOFC’ li TES’ in Verimlerinin Karşılaştırılması
- Şekil 4. 34. 5 kW SOFC ile TES ‘ in Yıllık Yüklenme Oranları
- Şekil 4. 35. Akülü Hibrid Y.H. Sistemi Saatlik Elk.Yükleri ( % 50 Akü. Şubat )
- Şekil 4. 36. Akülü Hibrid Y.H. Sistemi Saatlik Elk.Yükleri ( % 25 Akü. Şubat )
- Şekil 4. 37. Akülü Hibrid Y.H. Sistemi Saatlik Elk.ve Termal Yükleri ( % 25 Akü )
- Şekil 4. 38. Akülü Hibrid Y.H. Sistemi Saatlik Elk. Yükleri ( % 25 Akü. Yıllık )
- Şekil 4. 39. Akülü Hibrid Y.H. Sistemi Saatlik Elk. Yükleri ( % 50 Akü. Yaz )
- Şekil 4. 40. Isı Pompasının Çalışması ( Isıtma durumu )
- Şekil 4. 41. Isı Pompasının Çalışması ( Soğutma )
- Şekil 4. 42. Yedek Elektrikli Isıtıcının Çalıştığı Dış Sıcaklıklar
- Şekil 4. 43. Kanada’daki Bir Evin İçin 3 kW’ lık SOFC’ li CHP Ünitesinde Enerji Akışı
- Şekil 4. 44. TEAG Prensi Şeması ve Isı Pompası Kış Çalışması Termal Dengesi
- Şekil 4. 45. Y. H. ve Depo Kapasitesinin Yatırım Maliyetlerine Etkisi
- Şekil 4. 46. Y. H. ve Depo Kapasitesinin İşletme Maliyetlerine Etkisi
- Şekil 4. 47. Y. H. ve Depo Kapasitesinin Toplam Maliyetlere Etkisi
- Şekil 4. 48. Amortisman Sürelerine Göre Yatırım Maliyetleri
- Şekil 4. 49. Amortisman Sürelerine Göre İşletme Maliyetleri
- Şekil 4. 50. Amortisman Sürelerine Göre Toplam Maliyetler
- Şekil 4. 51. Gaz Birim Fiyatlarındaki Değişimin Toplam Maliyetlere Etkisi

- Şekil 4. 52. Elektrik Birim Fiyat Değişiminin - SOFC - Toplam Maliyetlerine Etkisi  
 Şekil 4. 52. ( Devam ) Elektrik Birim F. Değişiminin Toplam Maliyetlere Etkisi  
 Şekil 4. 53. Geri Dönüş Hızlarındaki Değişimin TES Toplam Maliyetlerine Etkisi  
 Şekil 4. 54. Farklı Birim Fiyatlardaki Y. H.' lerinin Maliyetleri  
 Şekil 4. 55. Farklı Referans Sıcaklıkları için TES' in Verimleri  
 Şekil 4. 56. TES ' in Farklı Referans Sıcaklıkları İçin Elektriksel ve Termal Yükleri  
 Ek 2.
- Şekil 1. Açık Devre Voltajının Sıcaklıkla Değişimi  
 Şekil 2. Yakıt Hücresi Tipik Polarizasyon Eğrisi  
 Şekil 3. Metan'ın Autotermal Reaksiyonundan Çıkan Ürünler ( O<sub>2</sub>/ H<sub>4</sub> 'e göre )  
 Şekil 4. Metan'ın Autotermal Reaksiyonunda Isı Değişimi  
 Şekil 5. Yakıt ve H<sub>2</sub> Isıl Değerine ve Yakıt Yenileme Verimine O<sub>2</sub>/ C H<sub>4</sub> Etkisi  
 Ek 5.
- Şekil 6. İsveç' teki Bir Binanın Yıllık Isı Talep Süresi  
 Şekil 7. Y.H. Sisteminin Ürettiği Termal Güçlerin Süreleri ( İsveç )  
 Şekil 8. Y.H.Sisteminin Ürettiği Elektriksel Güçlerin Süreleri ( İsveç )  
 Şekil 9. Termal Depo Sıcaklık Değişimi ( İspanya' daki Bir Evin )  
 Şekil 10. Bataryada Enerji Depolanması ( İspanya' daki Bir Evin )

## ÇİZELGELER DİZİNİ

- Çizelge 3. 1. Çeşitli Ülkelerin Enerji Tüketimleri  
 Çizelge 3. 2. Türkiye'de Birincil Enerji Kaynakları Tüketimi  
 Çizelge 3. 3. Bursa için Soğutma Tasarım Şartları  
 Çizelge 3. 4. Bursa için Isıtma Tasarım Şartları  
 Çizelge 3. 5. Bursa için Yıllık Isıtma ve Soğutma Derece Günleri  
 Çizelge 3. 6. Yakıt Hücrelerinin Ana Karakteristikleri  
 Çizelge 3. 7. Yakıt Hücrelerinin Kullanım Alanları  
 Çizelge 3. 8. Y. H. 'leri İçin Alternatif Yakıtlarla İlgili Bilgiler  
 Çizelge 3. 9. PEMFC ile SOFC Sistemlerinin İşletme Koşullarının Mukayesesi



- Çizelge 3. 10. TES için İşletme Rejimleri
- Çizelge 3. 11. TES Modeli için Temel Parametreler
- Çizelge 3. 12. Akünün Sabit Güç Çekiminde Verebileceği Maksimum Güç
- Çizelge 3. 13. Metan Kullanan Yakıt Hazırlayıcı ve Y. H. 'nin Farklı Stokiyometrilere Yakıt Hazırlama Verimleri
- Çizelge 3. 14. Y. H. ' lerinde Kullanılan Yakıtların Özellikleri
- Çizelge 4. 1. Gaz Tüketimlerin Karşılaştırılması
- Çizelge 4. 2. Aylık Elektrik Sarfiyatları - Grup 1. ( Soğutma Hariç )
- Çizelge 4. 3. Aylık Elektrik Sarfiyatları - Grup 2. ( Soğutma Hariç )
- Çizelge 4. 4. Pik Elektrik Yükleri
- Çizelge 4. 5. Saatlik Elektrik Tüketim Tahminleri
- Çizelge 4. 6. Farklı Depo ve Y. H. Kapasitelerinde TES Termal Yükleri
- Çizelge 4. 7. Farklı Depo ve Y. H. Kapasitelerinde TES Elektrik Yükleri ( PEMFC )
- Çizelge 4. 8. Aylara Göre TES' in Elektrik Yükleri ( 4 kW PEMFC )
- Çizelge 4. 9. Aylara Göre TES' in Termal Yükleri ( 4 kW PEMFC )
- Çizelge 4. 10. Aylara Göre TES' in Elektriksel Yükleri ( 4 kW PEMFC )
- Çizelge 4. 11. Aylara Göre TES' in Termal Yükleri ( 4 kW SOFC )
- Çizelge 4. 12. PEMFC ve SOFC' li CHP' nin Yıllık Elektrik ve Termal Enerji Kullanımlarının Karşılaştırılması
- Çizelge 4. 13. Akülü Hibrid Y.H. Sistemi Termal ve Elektriksel Yükleri
- Çizelge 4. 14. Farklı Verimlilikte TES ' in Enerji Kullanımı
- Çizelge 4. 15. Tipik Amerikan Evi İçin Y.H. Kapasiteleri ( kW )
- Çizelge 4. 16. Farklı SEER Değerlerinde TES' le Amerikan Evinin Enerji Kullanımı
- Çizelge 4. 17. İspanya' daki ( kuzeybatı ) Bir Evin Saatlik Enerji Talep Limitleri
- Çizelge 4. 18. Yıllık Talepler
- Çizelge 4. 19. İspanya' daki ( kuzeybatı ) CHP İçin Seçilen Ekipman
- Çizelge 4. 20. Ekipman Listesi ve Fiyatları
- Çizelge 4. 21. Değişen Geri Ödeme Sürelerine Göre Maliyetler
- Çizelge 4. 22. Elektrik ve Gaz Birim Fiyat Değişimleri
- Çizelge 4. 23. Enerji Tüketiminin ve Birim F.' ların Yıllık Enerji Tasarruflarına Etkisi

- Çizelge 4. 24. Elektrik Birim Fiyat Değişiminin TES Toplam Maliyetine Etkisi
- Çizelge 4. 25. Gaz Birim Fiyat Değişiminin TES Toplam Maliyetine Etkisi
- Çizelge 4. 26. Geri Dönüş Hızındaki Değişimin TES Toplam Maliyetlerine Etkisi
- Çizelge 4. 27. TES' in farklı Taban Sıcaklıkları için Elektriksel ve Termal Yükleri
- Ek 1.
- Çizelge 1. Bursa için – Kuru Termometre Sıcaklığı – Yıllık Toplam Bin Verileri
- Çizelge 2. Bursa Meteorolojik Bilgileri ve Saatleri
- Çizelge 3. Bursa için Derece Günler
- Çizelge 4. Cihaz Türlerine Göre Abone Sayıları
- Çizelge 5. Konut Tüketimleri
- Çizelge 6. Elektrikle Üretilen Sıcak Su
- Çizelge 7. Sıcak Su Üretimi ( Gazlı Cihazla Üretilen)
- Çizelge 8. Saatlik Sıcak Su Yükleri (Elektrikli Cihazla Üretim Hariç)
- Çizelge 9. Pik Soğutma Günü için 24 Saatlik Soğutma Yükü
- Çizelge 10. Camdan Gelen Toplam Güneş Radyasyonu : 40° Kuzey Enlemi
- Çizelge 11. Isı Pompasının Özellikleri
- Çizelge 12. Fan ( Üfleyici ) Özellikleri
- Çizelge 13. Farklı Yakıtlar İçin Maksimum Teorik Yakıt Hazırlama Verimleri
- Ek 5.
- Çizelge 14. Tipik Amerikan Evinin Özellikleri
- Çizelge 15. Gazlı ve Elektrikli Sistemle Bir Amerikan Evinin Enerji Kullanımı
- Çizelge 16. Tipik Bursa Evinin Yapısal Özellikleri
- Çizelge 17. Gazlı ve Elektrikli Sistemle Bursa' daki Bir Evin Enerji kullanımı
- Çizelge 18. Farklı SEER Değerlerinde Bursa Evinin ( TES'le ) Enerji Kullanımı
- Çizelge 19. HOT 2000 Bina Simülasyon Programına göre Kanada'daki CHP li Bir Evin Enerji Sarfıyatı ( kWh / yıl)
- Çizelge 20. Farklı SOFC Kapasitelerinde Kanada'daki CHP li Bir Evde Enerji Kullanımı

# **BURSA İÇİN KONUTLARDA ENERJİ TÜKETİM KARAKTERİSTİKLERİNİN BELİRLENMESİ VE BU KONUTLAR İÇİN YAKIT HÜCRELERİ İLE ALTERNATİF ENERJİ ÜRETİM SİSTEMLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI**

## **1.GİRİŞ**

Enerji, insan yaşamının kalitesinin bir ölçüsü ve ayrıca sosyal ve ekonomik büyümenin bir göstergesidir. Gelişmiş ülkelerde kişi başına düşen enerji tüketimi diğer ülkelerden yüksektir. Konutlar için enerji tüketim karakteristiklerinin ortaya çıkarılması enerji türlerinin ve bu türlere göre dağılımların belirlenmesi ileriye dönük enerji talebinin ve yatırımların planlanması için gereklidir. Çoğu zaman ölçüme dayalı bilgilerin eksikliğinden, kişi ve m<sup>2</sup> başına tüketim gibi istatistiki verilerin olmayışından ya da kısa süreler - örneğin yılın her saati - için bir kayıt bulunmamasından dolayı evsel tüketim tahminlerini yapmak zordur. Ayrıca sosyoekonomik gelişmelere bağlı olarak bu rakamlar ya da diğer bir ifadeyle enerji tüketimindeki tercihler, senelere göre de değişebilmektedir.

Enerji üretimi, enerji dağıtım sistemleri, pik yükler, yük-zaman profilleri ve toplam enerji talebi gibi belirsizliklere bağlı olarak enerji tüketim özelliklerini ve tüketim tahminlerini yapmak zor ve karmaşık bir iştir. Tasarım ve işletme açısından en ekonomik, teknolojik ve çevreye uyumlu enerji üretim ve tüketim sistemlerinin ve alternatiflerinin bulunmasında, karşılaştırılmasında bu bilgilere şiddetle ihtiyaç duyulmaktadır.

Maksimum tüketim miktarları, enerji tüketim sistemlerinin karşılamak zorunda olduğu yükün seviyesi ve hangi teknolojiyle bu ihtiyacın karşılanabileceği konusunda bilgi verir. Ekonomiklik düzeyi ve çevresel etki, sistemin çalışma şartlarına ve süresine bağlıdır. Yük-Zaman grafikleri ise sistemin yıl boyunca uygun değerde çalışıp çalışmadığını gösterir. Ayrıca, elde mevcut olan enerji kaynaklarının daha verimli kullanımı için de toplam enerji talebini tahmin etmek gerekir.

Tahminler, saatlik tüketimlerin ve hatta evdeki kurulu gücün kısa süreli ( 1, 2 dakikalık ) piklerine kadar hassas bir seviyede yapılabilmektedir. Bu tür bir tahmin, modelin doğruluğunu, güvenilirliğini arttırmakta ve farklı sistemlerin daha iyi karşılaştırılmasına olanak sağlamaktadır. Yakıt hücreli sistemler için bunun daha çok önemi vardır. Çünkü yakıt hücrelerinin kararlı olmayan yük taleplerine dinamik cevapları yakıt hücresinin yapısına ve çalışma sıcaklıklarına bağlı olarak değişmektedir.

Sistemin yatırım ve işletme maliyetleri açısından analizleri yapılırken tahmin edilen yük ve enerji taleplerinin doğruluk derecelerine göre yapılabilecek enerji tasarrufları veya tasarruf olanakları araştırılmış olmaktadır. Sistemin termodinamik analizleri yapılarak alınabilecek maksimum verimler gerçek uygulamada alınabilecek verimlerle simülasyon programlarının yardımıyla her açıdan değerlendirilebilmektedir. Bu simülasyonlarda sistemin hangi işletme koşullarında uygun değerde çalışabileceği, en uygun ekipman büyüklüğünün ne olması gerektiği, değişik tahmin metotlarıyla ve farklı matematiksel yaklaşımlarla analiz edilebilmekte ve birçok alternatifin ortaya çıkmasına yardımcı olmaktadır. Böylelikle ilk bakışta pahalı görünen bir yatırımın işletme koşullarının farklı olması halinde yapılabilecek enerji tasarrufları ile rekabet edebilecek duruma geldiği ya da hangi koşulların iyileştirilmesiyle ekonomik olabileceği irdelenebilmektedir.

Yük-zaman grafikleri sistemin yakıt kullanımlarının ve toplam verimlerinin kısmi yük-verim grafikleriyle birlikte daha iyi değerlendirilmesine yardımcı olmaktadır. Ana ve yardımcı sistem ekipmanlarının çalışma ( performans ) grafikleri bu analizler için gereklidir. Ekipmanların çalışmalarını etkileyen parametrelerin ve yüklerinin iyi tahmin edilmesi, sistemin entegrasyonu ve en uygun çalışma noktalarının bulunması için şarttır. Bu açıdan her yük koşulunda sistemlerin zayıf ve güçlü tarafları bu parametrelerin bulunması ve değişen işletme koşullarında sistemin cevabının bilinmesiyle ortaya çıkacaktır.

Sistemin evsel yükleri karşılaması çevre koşullarına da bağlıdır. Çünkü enerji yüklerini ( ısıtma-soğutma-elektrik-sıcak su v.b.) çevre şartları, yani atmosferik hava şartları etkilemektedir.

Değişen dış sıcaklık, bağıl nem, rüzgâr hızı, bulutluluk gibi atmosferik şartlar ısıtma-soğutma, sıcak su v.b. evsel yüklerin değişmesine neden olmaktadır. Bu açıdan meteorolojik şartların tahmini, enerji taleplerini tahmin etmek için gereken bir hazırlık çalışmasıdır. Sistemin çalışması, doğrudan bu koşullara bağlı olarak etkilenmekte, sistemin verimini bulmak için bu koşulların iyi bilinmesi gerekmektedir.

Termal sistemlerin, özellikle ısı pompalarının yüksek ve düşük ısı kaynakları arasında çalışması nedeniyle evsel ısıtma ve soğutma yüklerine cevabı bu kaynaklara göre değerlendirilmektedir. Çoğu zaman her iki yükün arasında sıkışıp kalan sistemlerin hem ısıtmaya hem soğutmaya cevaplarını değerlendirerek bütün yıl boyunca çalışmasını modellemek kapsamlı ve yorucu bir iş olup, ısıtmada verimli olan ve ısıtma odaklı bir sistemin seçimi aynı çalışma kapasitesinin soğutma için çalışırken de elde edilmesini güçleştirir. Bu iki durum arasında kalan sisteme çalışma esnekliğini kazandırmak, enerji tasarrufunu sağlayarak ekonomik açıdan rekabet şansını arttırmak amacıyla atık ısıyı geri kazanmak ya da sistemi yedek güç ile desteklemek düşünülebilecek alternatiflerdir. Bu maksatla hemen akla ilk gelen çözümlerden birisi ısı geri kazanımlı evsel bileşik ısı güç sistemleridir. Diesel motordan gaz türbinine, ısı pompasından yakıt hücresine kadar farklı primer güç kaynaklarından beslenen bu sistemler atık ısıların da geri kazanımıyla ekonomik hale gelmektedir. Uygun sistem seçimi ve kapasite bulma prosedürü, sistemin elektrik şebekesiyle veya şebekeden tamamen bağımsız çalışıp çalışmayacağı ve mevcut enerji olanaklarından ne oranda yararlanacağı belirtilmek suretiyle, işletme koşulları açıkça ortaya konarak, kısıtların da tespitiyle bir optimizasyon probleminin çözümü haline gelir.

Bu çalışmada analizi yapılacak sistem, elektriksel olarak tam bağımsız, minimum ve maksimum güç taleplerinde akü tarafından desteklenen yakıt hücresiyle beslenen, ısı pompalı, bileşik ısı güç sistemi olarak seçilmiştir. Akünün maksimum ve minimum pik yüklerde desteği, simülasyon programının çıktıları incelendiğinde, böyle bir sistemin ekonomik ve verimli olabileceğini göstermektedir.

Türkiye’de enerji tüketimlerinin tahmini Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Devlet İstatistik Enstitüsü gibi kurumların çalışma alanları içindedir.

Enerji yatırımlarının planlaması için D.İ.E ( Devlet İstatistik Enstitüsü ) tarafından birkaç ilde eğitimli anketörlerce yapılan anketlerle, tüketici eğilimleri tespit edilmektedir. Devlet bütçesinin önemli bir bölümünün enerji üretimine ve tüketimine harcadığı düşünülecek olursa, bu çalışmaların ve sonrasında yapılması planlanan yatırımların gerçek bir arz talep dengesine, doğru tahminlere ve değerlendirmelere ihtiyaç duyacağı açıktır.

**Amaç:** Bu tez çalışması, Bursa için evsel enerji tüketim tahmini yapmak ve elde edilen tüketim miktarlarını gerek elektriksel gerekse ısıl güç temini için alternatif sistemlerin karşılaştırılmasında kullanmak üzere yapılmıştır. Farklı semtlerdeki adreslerde ikamet eden ailelerle yapılan görüşmelerden ve tüketim faturalarından elde edilen veriler değerlendirilerek bulguların bütün Bursa'yı temsil edebilmesi ve genel enerji tüketim alışkanlıklarını yansıtması amaçlanmıştır. Çalışmanın saatlik esaslara göre yapılması ise enerji tüketiminin daha hassas tahmini içindir.

**Kapsam:** Tüketimleri normalleştirme işlemi, meteorolojik temsili yıl oluşturma ve sıcaklık-yük, yük - zaman ilişkisini bir matematiksel ifadeyle belirterek ( eğri uydurma işlemi ) sonuçta saatlik sıcaklıklardan yükleri tahmin edebilmek mümkün olmuştur.

Özellikleri bilinen bir yakıt hücreli sistemin - ki şu anda dünya enerji sektörünün üzerinde en çok çalıştığı konulardan birisidir - öncelikle Bursa için tahmin edilen bir evsel yük talebine cevabının ne olabileceği araştırmanın ana hedefidir. İşletme koşullarında sistemin cevabını etkileyen parametreler tespit edilerek, şartlara göre etkilenme derecesi ve gösterdiği performans, elde edilen termal verim, elektriksel verim ve yakıt kullanım verimleri araştırıldı. Yıllık yük - zaman grafiği çıkarıldı, toplam maliyetler tespit edilerek sistemin klasik sistemlerle rekabet gücü araştırıldı. Elde edilen sonuçlar tablolara ve grafiklere aktararak sistem seçiminde karar almayı kolaylaştıracak ölçütler saptandı.

Yakıt Hücreleri ve kullanım alanları, şu anda dünya enerji sektörünün klasik enerji kaynaklarına alternatif olarak dünya piyasalarına sunduğu, teorisi eskiden de bilinen ama yeni teknolojiyle tekrar ortaya çıkarılmış olan, çevre dostu bir enerji üretim kaynağıdır.

Tüm dünyada hızla gelişen yakıt hücreli sistemleri bu tez çalışmasında evsel kullanım açısından ele almak, bir alternatif olarak sistemi incelemek amacıyla Y.H. kullanan ısı geri kazanımlı bir sistemin analizi yapılmıştır.

Dış piyasalarda üretilmiş olan Y.H. sistemlerinin, bilimsel ortamlarda açıklanan çalışma kısıtlarına göre düzenlenmiş ve Matlab programlama diliyle kodlanmış bir bilgisayar programıyla saatlik evsel yük taleplerine cevabı bulunmuştur. Bunlar esasen saatlik elde edilen elektriksel ve termal güçler ile ısı depolayıcı bir sıcak su tankının limit sıcaklıkları ve farklı işletme koşullarında gerekli olan yakıt enerjileridir.

Sonuç olarak, bu tezde Bursa için ortalama evsel yükler gaz, elektrik, su faturaları incelenerek ve ev sahipleri ile anket yapılarak bulundu. Isıtma denge noktaları grafik analizlerden çıkarılarak ısıtma yükleri tahmin edildi. Saatlik ısıtma yükleri ortalama aylık gaz tüketimlerinin ortalama aylık dış sıcaklıklara bağlı fonksiyonlarından ve yıllık ortalama cihaz verimlerinden bulunarak - ısıtma derece saat - yöntemiyle tespit edildi. Soğutma yükleri, binanın yapısal özellikleri ele alınarak klasik mühendislik hesaplamalarıyla ve - soğutma derece saat - esasıyla yine saatlik olarak bulundu.

Y.H. Kullanan ısı geri kazanımlı ısı pompalı bir evsel bileşik ısı güç sisteminin, klasik gazlı ve elektrikli enerji üretim sistemlerinin saatlik yük taleplerine olan cevapları bulundu ve elde edilen bulgular karşılaştırıldı. Literatürde rastlanılan benzer evsel kojenerasyon çalışmalarının dışında bu çalışmada Y.H.' nin bir parçası olan akülerin enerji deposu olarak pik yükü paylaşmasıyla sistemin çıktılarında ne tür değişmelerin olduğu da araştırıldı. Böylelikle, akülerin bir enerji deposu olarak Y.H. kapasitelerine etkileri incelendi.

## 2. KAYNAK ARAŞTIRMASI

### 2.1. Enerji Tüketim Tahminleri

Doğalgaz ile ısıtma ve depolama gereksinimlerini tahmin etmek ve planlamak için enerji tüketim tahminlerinde **Derece – Gün metodu** ( DG ) geniş bir şekilde kullanılır. Doğalgaz tüketimi yıl boyunca değişir. Bu nedenle gaza olan talep önceden planlanmış olmalıdır. Isıtmadaki değişim DG ile ölçülür. DG hesapları meteorolojik verilerin uzun dönem analizleriyle yapılır. Isıtma için gaz talebi ( evsel ve endüstriyel ) derece - gün bilgisine dayanır. Yıllık derece saat ve DG referans sıcaklıkları Türkiye'deki şehirler için 15, 17 ve 18.3 °C ' lere göre yapılmıştır ( **Satman, 1999** ).

Durmaya ( **Durmaya ve ark. 2000** ), bir şehirdeki binaların ısıtması için yakıt enerjisini;

$Q_{is,yil} = 3600 L * DS_{is}$  şeklinde hesaplayarak, İstanbul için toplam yakıt tüketimi tahmini yapmıştır.

$$Y = Q_{is,yil} * \text{şehirdeki insan sayısı} / \eta_{is} * H$$

$$L = \Sigma UA + I(\rho.c_p)_{HAVA} V / 3600 \quad \text{Binanın özgül ısı kaybı} \quad ( W / K )$$

$$U : \text{Toplam ısı transfer katsayısı} \quad ( W / m^2 K )$$

$$A : \text{Isı transfer yüzeyi ( seçilen model binanın dış duvar alanı )} \quad ( m^2 )$$

$\eta_{is}$  : ısıtıcı ver.

$DS_{is}$  : Yıllık ısıtma derece saatleri

$$H = 36.8 * 10^3 ( D.Gaz ) \quad ( kJ / m^3 )$$

$\eta_{is} = \% 86$  , her binayı 5 katlı, toplam 10 dairesi ve her dairede 5 -6 bireyin yaşadığını kabul etmiş, ortalama bina hacmini 3080 m<sup>3</sup> olarak belirtmiştir.

**Bina zarfından ısı kazancı ;**

- Duvarlardan iletimle,
- Pencerelerden iletimle,
- Pencerelerden radyasyonla olmaktadır.



Lam'a göre ( **Lam ve ark. 2005** ), bina zarflarına göre bağıl enerji verimini mukayese etmek için, gerçek bina zarfına göre uzun dönemde ölçülmüş çevre sıcaklığı ve güneş radyasyonuna göre belirli bir ısı kazancı indeks'i geliştirilmelidir. Böyle bir indeks ilk kez ASHRAE tarafından yeni binalar için geliştirildi. OTTV, ( Overall Thermal Transfer Value ) esasen dış ortamdan iç ortama bina zarfından olan ısı transferinin bir ölçümüdür. 3 Alt elemanı;

- Saydam olmayan ( opaque ) yüzeylerden iletim,
- Pencere camlarından iletim,
- Pencere camlarından güneş radyasyonudur.

OTTV Binanın termal performansının bir ölçütüdür. Daha küçük bir OTTV daha az bir soğutma enerjisi demektir. Genel uygulama 2 ayrı OTTV' ye sahip olmaktır. Pencereleeri kapsayan dış duvarlar için bir tane, tepeden aydınlatma boşluklarını ( varsa ) kapsayan çatı için ayrı bir tane olacak şekilde düşünülebilir.

$$OTTV_{TOP} = OTTV_{DD} + OTTV_{\text{ÇATI}} \quad ( W / m^2 )$$

$$OTTV_{DD} = ( Q_{DD} + Q_P + Q_R ) / ( A_{DD} + A_P ) \quad ( W / m^2 )$$

$$Q_{DD} = \text{Dış duvardan iletimle ısı geçişi} \quad ( W )$$

$$Q_P = \text{Pencereleerden iletimle ısı geçişi} \quad ( W )$$

$$Q_R = \text{Pencereleerden ışınlımla ısı geçişi} \quad ( W )$$

$$OTTV_{\text{ÇATI}} = \text{Dış duvarlardaki hesaplanır.}$$

Morrison ( **Morrison ve ark. 2003** ), EsP – r / HOT 3000 Simülasyon programı yardımıyla bir evin yüklerini ve katı oksitli yakıt hücreli ( SOFC ) bir bileşik ısı güç sistemini ( CHP ) 3 kontrol hacmine ayırarak enerji, kütle dengeleri açısından ele alıp yukarıdaki programla sistemin her elemanının kullandığı enerji ve kütleleri incelemiş ve oluşan denklemlerden kurduğu bir matrisi eş zamanlı çözmüştür. Her zaman dilimindeki değişkenleri iterasyon' la belirleyerek binanın termal modelini kurmuştur. Sistemden odalara giren enerjilerden HVAC sistem elemanlarının ve kontrol elemanlarının kayıpları bulunduğu SOFC' li CHP' nin termal çıktılarının mayıstan eylüle kadar sıcak su yüklerini yeterince karşıladığına, kış ve bahar aylarında ( geçiş dönemlerinde ) ev ısıtmasına önemli katkıları olduğuna karar vermiştir.

Morrison, sistemin tüm yıl boyunca evin elektrik talebinin % 99' unu, termal gereksinimin % 36 ' sını karşıladığını tespit etmiştir.

**Modelleme;** Aydınalp ( **Aydınalp ve ark. 2002** ), meskenlerde bölgesel ve ulusal düzeyde enerji tüketiminin modellenmesi için, mühendislik hesaplamaları metodu ve şarta bağlı talep analiz metodunu kullanmıştır..

Son araştırmalar. sinir ağı metodunun evlerin elektrikli cihaz, aydınlatma ve soğutma enerjisi tüketimini hassas olarak modelleyebildiğini göstermektedir. Evsel enerji kullanım araştırmalarının sonuçları ile hava ve toprak sıcaklıklarını veri olarak ele alan bu modelin, sinir ağı çıkış üniteleri için enerji faturalarından veriler alınmış ve bu veriler için 376 soruluk anket yapılmıştır. 1993 Yılında hazırlanan veri bankasında 8767 ev için ( bütün illerden ) konstrüksiyon, ısıtma soğutma ve sıcak su hazırlama cihazları, elektrikli cihazlar ve sosyoekonomik özellikler sorgulanmış, 2749 evin enerji faturaları çıkarılmış, şehirler için hava ve toprak sıcaklıklarından derece günler tespit edilmiştir. Elektrikle ve gazla sıcak su hazırlamaya göre sınıflandırma yapılmıştır. Elektrikli cihazlarla su ısıtılan evlerde yıllık sıcak su için elektrik tüketimi toplam yıllık enerji faturalarından çıkarılmıştır. Elektrikli cihaz, aydınlatma ve soğutma için elektrik tüketimi sinir ağı modeliyle hesap edilmiştir. Bu yaklaşım gelişme sürecindeki metotta kullanılan sıcak su için elektrik tüketiminde hata vermesine rağmen sıcak su için ayrılmış elektrik tüketim bilgisi olmadığından kullanılmak zorunda kalınmıştır. Aynı yaklaşım gazlı ev ısıtma ve sıcak su hazırlama sistemi olan evlerde uygulanmıştır. Bu bilgilere sıcak su hazırlama sisteminin özellikleri, gelir düzeyi, oturan sayısı, kaç aile tarafından kullanıldığı, çamaşır ve bulaşık makinesi kullanımı gibi giriş bilgileri de eklenmiş ve şehir suyu sıcaklığını yansıtması için ortalama toprak sıcaklıkları alınmıştır. Sinir ağı metoduyla tüketim tahmini mühendislik hesaplamalarının sonuçlarına göre çok daha hassas olmuş ve tahminlerle gerçek veri korelasyonu;

$$\text{Evsel ısıtma için } R^2 = 0.908$$

$$\text{Sıcak su için } R^2 = 0.871 \text{ olarak bulunmuştur.}$$

Mühendislik hesaplarıyla;

$$\text{Evsel ısıtma için } R^2 = 0.778$$

$$\text{Sıcak Su için } R^2 = 0.828 \text{ bulunmuştur. } ( R^2 : \text{Determinasyon katsayısı} )$$

**Enerji Talebi;** Canyurt ve ark. Türkiye'nin gelecekteki evsel ve endüstriyel enerji tüketim talebini nüfus, ithalat, ihracat kalemleri, inşaat, çimento üretimi ve temel ev cihazları v.b.tüketim rakamlarından tahmin ederek verilere en uygun çözüm olarak Genetik Algoritma GA modelini uygulamışlar ( **Canyurt ve ark. 2005** ), bunun alternatif bir çözüm ve tahmin tekniği olarak kullanılabileceğini belirtmişlerdir. Bu analiz ve tahmin tekniği mühendislik uygulamaları için yazarın bildirdiğine göre 1975 yılında John Holland tarafından önerilmiş ve Goldberg tarafından ( 1989 ) geliştirilmiştir. GA, Veri yapılarına benzer basit kromozom iplerin özel bir problem için olası çözümlerini kodlar, özelleştirilmiş operatörler bu yapılara tatbik edilerek önemli bilgiler korunurken yüksek fonksiyon değerlerine giden yolu gösteren ipleri türetecek yeni bir popülasyon seti kurar.

Durmayaz ve ark. İstanbul için, mimarisi önceden belirlenmiş bir apartmanda yaşayan insanların sayısını meteorolojik sıcaklıklarla birlikte ele alarak kış ve yaz sezonundaki iç şartlara göre ısıtma ihtiyacını ve yakıt gereksinimini derece saat ile tahmin etmişlerdir ( **Durmayaz ve ark.2000** ).

Smith ve Few, müstakil evlerin domestik enerji talebini ekonomik olarak karşılamak için evsel bileşik ısı-güç tesisinin esnekliğinin ısı pompası ile arttığını kanıtlamışlardır. Termodinamik analizler 1 ve 2 . kanun verimleri açısından yapılmış ve deneysel sonuçlarla 1. ve 2. kanun analizleri karşılaştırılmıştır. Düşük güçlü, domestik elektrik talepleri ekonomik olarak karşılanmıştır ( **Smith, Few, 2001** ).

Enerji ve yük tahmininde mevcut yıllık kayıtlardan çok düşük ve çok yüksek günlük ortalamalar elenerek belirli kriterlere göre yıl seçimleri yapılabilir. Bu işlem verileri bilinen yıl sayısı 1'e düşene kadar devam eder ve bu yıla referans test yılı denir ( TRY ). Westphal, TRY yılına göre düzenlenen meteorolojik simülasyon ve sadeleştirilmiş meteorolojik bilgiler arasındaki farkın %18' e kadar çıkmakla beraber simülasyon süresinin % 50' ye düştüğünü tespit etmiştir ( **Westphal, 2004** ). Düşük termal kütleli binalar için bu metotla hazırlanmış meteorolojik bilgileri kullanan simülasyonların sonuçları yeterli görülmüştür. Bu çalışmada yüksek termal kapasiteli binalardaki termal atalet dikkate alınmamıştır.

Chou ve Hong birkaç yıllık meteorolojik verilerden tipik yada ortalama özellikte 12 farklı ay seçerek 1 yıllık gerçek meteorolojik veri hazırlamışlardır, yani farklı yıllardan alınmış 12 aylık bir temsili yıl oluşturmuşlardır ( **Chou ve Hong, 1999** ). Bu temsili yılın ayları uzun bir dönemin ortalama şartlarını taşımaktadır. Sonuçta iki bitişik ayın geçiş sürecinde hava koşullarında önemli farklılıklar ortaya çıkabilmektedir. Bu veri, eğri uydurma teknikleriyle düzeltilebilir. Böyle bir yıla tipik meteorolojik yıl ( TMY ) denmektedir. Chou, TMY' ye göre enerji simülasyonu yapmak için tasarım şartlarını taşıyan gün seçmiştir. Enerji talebi düşük olan günler için hazırlanan bu veriler simülasyonların daha az karmaşık olmasını sağlamıştır.

Bu çalışmada, Seattle Washington'da üniversite kampus evlerinde çocuklu, arabalı, eşit ekonomik statüdeki ailelerin ( hepsi üniversite öğrencisi olan aileler ) kiraladığı, sensörler ve sayaçlar ile özel olarak donatılmış evlerin, ailelerin aktivitelerine, evlerin dolu veya boş olma durumlarına göre enerji kullanımları araştırılmıştır. Evlerin çalışma ve enerji kullanım şartlarının çok farklı olduğu, ailelerin yaşam tarzlarının farklı olmasının evin ısıtma enerjisinde çok etkili olmadığı, farkın daha çok ailelerin sıcak su kullanımından kaynaklandığı gözlenmiştir. 15 Yılı aşkın bir sürede tespit edilenler, ısıtmada bireysel etkinliklerin değil, iyileştirilmiş ve geliştirilmiş binaların önemli tasarruflar sağlayabildiğini göstermiştir. Çalışma 1987 - 2002 yılları arasında sürmüş, ortalama birey etkinlikleri için bina dış zarfının termal direncine göre enerji tasarruf tahminleri yapılması ön görülmüştür. Bunun için, evin iç sıcaklıklarının ortalaması ve dış ortam sıcaklığı arasındaki günlük ortalama farklara göre ısıtma enerjisi tahminleri yapılması önerilmiştir. İç - dış sıcaklık, rüzgâr hızı, yalıtım, ısı tahmini yapmak için uygun olmakla birlikte daha fazla bilgi gerekmektedir. Yine de termal reaksiyonları yüksek oranda etkileyen ve geçiş hali yaratan olağan dışı tasarruflar önemli enerji tasarrufları yaratmaktadır. Isıtma ( ölçülen ) ile her fırsatta termostat ayarı yapmak arasında bir ilişki kurulamadığı belirtilmiştir ( **Emery ve Kippenhan, 2006** ).

Pedersen, binalarda termal yük ve enerji tüketim tahmininde regresyon analizi, enerji simülasyon programları ve bilgisayar sistemleri üzerine farklı metodolojileri incelemekte, nerede ne kullanılacağı, avantajları ve dezavantajlarından bahsetmektedir.

Sonuçta üç özel metot; şarta bağlı talep analizi, mühendislik metodu ve sinir ağı metotları açıklanmıştır. Regresyon analizlerinin büyük miktarda ölçülmüş veri, uzun dönemli atmosferik hava bilgisi ve bina hakkında bilgiler gerektirdiğini, simülasyon programlarının binalar hakkında detaylı bilgi ve detaylı sosyolojik bilgiler gerektirdiğini, bilgisayar sistemlerinin ölçülmüş yük bilgisi, atmosferik hava ve bina bilgisi gerektirdiğini belirtmiştir ( **Pedersen, 2005** ).

Richalet'e göre yük ve enerji tahminleri ölçülmüş verilere dayanmalıdır. Çünkü binanın gerçek davranışı, enerji sistemlerinin farklı çalışmaları nedeniyle çok değişmektedir ( **Richalet, 2001** ).

Bu noktadan başlayarak, bu tez çalışmasında öncelikle evsel yük tahmini yapılan ankete ve fatura bilgilerine dayandırılarak derece gün yöntemiyle, referans sıcaklığı tespiti ise hesap ve grafik analiz yöntemleriyle yapılmıştır. Aylık ortalama dış kuru termometre sıcaklıkları eğrisi ile aylık ortalama boyutsuz gaz tüketim eğrisinin kesim noktası her iki eğrinin ortak kökleri ve denge noktası olduğu için bu noktadaki sıcaklığın (  $15^{\circ}\text{C}$  ) altındaki dış ortam ( kuru termometre ) sıcaklıkları ısıtma derece günleri'nin başlangıcı olarak kabul edilmiştir. Bu grafik analiz yöntemi, referans sıcaklığı tespitinde iyi bir yaklaşım olup farklı denge ( taban ) sıcaklıkları arasından bir seçim yaparken tercihi kolaylaştırıcı yeni bir yöntem olarak düşünülebilir. Boyutsuz ortalama ısıtma yükleri / aylık ortalama dış sıcaklıklar oranının zamana bağlı değerleri ( k- katsayıları ), yük ve sıcaklık korelasyonu için zamana bağlı türevsel bir katsayı olup, bilinen bir dış sıcaklık için ısıtma yükünü tahmin etmek amacıyla kullanılan bir çarpandır. “  $k * \text{dış sıcaklık}$  “ Boyutsuz yükü, “  $\text{boyutsuz yük} * \text{maksimum yük}$  “ ise boyutlu yükü vermektedir. Böyle bir yük hesabı da farklı bir yaklaşım tarzıdır.

## 2.2. Yakıt Hücrelerinin Evsel Kullanımı

Evsel sektörde mikro ( ufak ) ölçekli kojenerasyon ( bileşik ısı güç sist.: CHP ) sistemleri gittikçe artan bir önem kazanmaktadır, çünkü tek bir yakıt kaynağından ( çoğunlukla petrol ya da doğalgaz ) hem ısı hem de elektrik üretebilmektedirler. CHP Sistemlerinde enerji dönüşüm verimi % 80'e kadar çıkabilmektedir.

Bu, kömürlü klasik bir elektrik üretim sisteminde % 30 – 35 civarındadır. Bu enerji verimindeki artış, elektriği ve ısıyı ayrı ayrı üreten klasik metotlarla karşılaştırıldığında maliyeti düşürmekte, sera gazı etkilerini azaltmaktadır. Evsel ve küçük ölçekli ticari binalar için ( hastaneler, oteller, enstitü binaları v.b ) uygun CHP sistemleri ve donanımları geliştirilmektedir. Bu sistemlerin hedefi, binanın ısınma, sıcak su ve potansiyel olarak da absorpsiyonlu soğutma gereksinimlerini karşılamaktır.

Onovwiona ve Uğursal, tek aileli ( 10 kWe ) ve çok aileli ( 10 - 30 kW<sub>top</sub> ) konutlardaki uygulamalar için, mevcut ya da gelişmekte olan değişik teknolojileri, son gelişmeleri, performanslarını, çevresel etkilerini ve maliyetlerini ele almıştır. Uygun teknolojiler olarak CHP esaslı içten yanmalı motorları, mikro türbinleri, yakıt hücreleri ve dıştan yanmalı Stirling motorlarını incelemişlerdir. Evsel ve küçük ticari binalarda Y.H. kullanan mikro türbinli ve Stirling motorlu teknolojilerin kendilerini ispatlayacak düzeyde olduklarını, en çok gelişmiş ve az maliyetli sistemin ise içten yanmalı motorlu sistemler olduğunu açıklamışlardır.

Yazarlara göre; içten yanmalı motorların elektriksel verimi, mikro türbinler ve Stirling motorlarından daha yüksektir. Diğer yünden, yakıt hücreleri diğer teknolojilerle karşılaştırılınca evsel ve küçük ölçekli CHP uygulamalarında en yüksek elektriksel verime sahiptir. Pistonlu motorlarda, ceket soğutma suyundan ve egzost gazlarından ısı geri kazanımı yapılmaktadır. Bu, mikro türbinlere tek bir yoldan ısı geri kazanma üstünlüğü getirmektedir. İçten yanmalılarda daha fazla periyodik bakım gerekir iken, mikro türbinler basit tasarımlı ve az hareketli parçaları olması nedeniyle daha az bakım gerektirmektedir. Bakım maliyetleri ise içten yanmalılara yakındır. Y.H. Çok az hareketli parça içermesiyle az bakım gerektirir, yine de Y.H. sisteminin çalışması için fan, pompa gibi yardımcı sistemler bakım maliyetlerini arttırır. Küçük Stirling motorları ise uzun aralıklarla bakım gerektirdiği için ( 5000 - 8000 saat ) avantajlıdır. Otto motorlarla karşılaştırılınca işletme maliyetleri azdır. Y.H. En yüksek yatırım maliyetine sahiptir. İçten yanmalılarda CO, NO<sub>x</sub> emisyonları yüksektir. Katalizör kullanılırsa rekabet şansı artar. Mikro türbinlerin CO, NO<sub>x</sub> emisyonları içten yanmalılara göre düşüktür. Y.H.'nin NO<sub>x</sub>, CO emisyonu ise son derece düşüktür.

Yüksek verimleri nedeniyle CO<sub>2</sub> emisyonları diğer teknolojilerden genel olarak daha düşüktür. Stirling brülörlerinin emisyonları katalitik konvertörlü, gazlı Otto motorlarından 10 misli daha azdır. İçten yanmalı motorların fiyat ve performansları artık bilinmektedir. Mikro türbinli, Y.H. ve Stirling motorlu sistemlerin daha fazla çalışma saatleri ve uygulama projeleriyle kanıtlanmaları gerekmektedir.

Yakıt hücresi sistemleri, evsel bileşik ısı güç sistemleri için yüksek verimliliği, minimum çevre etkisi ve ses ile çalışması, küçük güçlerde çalışabilmesi, az yer kaplaması nedeniyle tercih edilmektedir. PEMFC ve SOFC Tipleri, bu tip uygulamalar için ve düşük sıcaklıkta çalışabilmeleri nedeniyle öne çıkmaktadır. Birçok araştırmacı Y.H. sistemlerini ve evsel kojenerasyon uygulamalarını araştırmıştır.

Virginia Politeknik Enstitüsünden Güneş “Y. H. Esaslı Eysel Kojenerasyon Uygulamaları” konulu tez çalışmasında USA’ da farklı iklim bölgeleri için uygulamaları tipik bir eve göre analiz etmiştir. TES ( Toplam Enerji Sistemi ) Modelinin güneyde 4 kWe ve kuzeyde 5 kWe yakıt hücreli olması gerektiğini bulmuştur. Modelinde 300 lt. kapasiteli bir termal depo kullanmış ve sistemin % 32 - 51 primer enerji tasarrufu sağladığını ortaya çıkarmıştır ( **Güneş 2001** ). Güneş’in bildirdiğine göre, Peterson 6.5 kWe’ lık propan kullanan bir jeneratör ve 25 kWh lik bir batarya paketiyle solar bir sistemi birlikte kullanmış, hibrid sistemle üretilen enerjinin neredeyse yarısının fotovoltaik sistem, jeneratör ve bataryanın doldurulması ve boşaltılmasıyla elektriğin inverter’de DC - AC dönüşümü için harcadığını tespit etmiştir. Araştırmada buzdolabı, pişirme ve iklimlendirme yükleri hesaba katılmamıştır. Hoven, 5 kWe çıktısı ve 13.4 kW termal çıktısı olan, gaz yakıtlı bir jeneratörden oluşan bir evsel kojenerasyonu ele almış, sistemin yüksek termal / elektrik oranlarında 2 veya 4 kW elektrikli ısıtıcı kullanması gerekmiştir. Analiz, bir ev için termal / elektrik oranını jeneratörle karşılamının verimli olmadığını bunun termal / elektrik oranının evlerde yüksek olmasından kaynaklandığını göstermiştir.

Yine aynı enstitüden Alonso, ” Bir yakıt hücresi sisteminin optimum sentezi / tasarımında dekompozisyon ( parçalama ) teknikleri uygulanması” konulu tez çalışmasında sistemi zamana ve fizik yapıya göre ayırmış ve optimize etmiştir.

50 Adet tipik Amerikan evi için ortak bir sistemin ekonomik olduğunu, daha fazla sayıda evden oluşan gruplarda çok fazla tasarruf elde edilmediğini bulmuştur. Enerji açısından 10 cent / kWh den daha az maliyetli güç üretmenin imalatçıların senede 1500 adet Y.H. üretmesiyle gerçekleşebileceğini söylemektedir. 250 kWe' lik Y.H.' nin yazın 70 kW kışın 60 kW' dan az yükler için verimli olmadığını açıklamıştır ( **Alonso 2001** ).

Kanada evsel enerji kullanımı veri analiz merkezinden Uğursal, İsmet, Ferguson ve Alex, bina enerji simülasyonuna entegre edilmiş bir PEMFC' li kojenerasyon modelini kararlı hal için geliştirmişler ve bina yükleri için Y. H. sisteminin elektrik ve ısı enerjisi çıktılarını ve sistemin yakıt kullanımını tahmin edebilmişlerdir. Buna göre; Y. H. elektrik talebinin yüksek olduğu öğleden sonrası ve akşam saatlerinde ısıtma tesisine önemli katkılar sağlanmıştır. Bu sürede boylerden ısı talebi olmamıştır. İkinci bir senaryoda, Y. H.'nin 3 kWe sabit çıkışta çalıştırıldığı düşünülerek analiz edilmiş ( bu bir evin daimi yük talebi için çok fazladır ) ve Y. H.' nden kazanılan ısının tam gün herhangi bir ısıtma olmadan boyler suyunu 70 °C üstünde tutabileceği gösterilmiştir ( **Uğursal ve Ferguson 2003** ).

Fraunhofer Güneş Enerjisi Enstitüsünden Vetter, Matthias ile Wittver ve Christof, Almanya'daki " Düşük Enerjili Ev " standartları için yenilenebilir enerji kaynağı ile ( güneş enerjili sistem ) Y. H.'li bir kojenerasyon sistemini ele almışlardır. Ekonomik enerji optimizasyonu ve ekolojik optimizasyon stratejilerine göre iki farklı kontrol hedefi bir bina simülasyon programı ile incelenmiş, yenilenebilir enerji kaynağının ve Y.H. kullanan kojenerasyon' un bir evde fosil enerji kullanımını azaltmak amacıyla birlikte ele alınabileceği ifade edilmiştir ( **Matthias ve Wittver 2003** ).

Kanada Enerji Teknolojileri Merkezinden Morrison, Cuthbert, Deuchars, Alary, modern, enerji verimi yüksek bir ev için ESP – r / HOT 3000 programının içinde SOFC kullanan bir evsel kojenerasyon simülasyonu geliştirmişlerdir. SOFC' in Evin yıllık elektrik talebinin % 99' una, termal talebinin ise % 36' sına cevap verebildiğini, alt yakıt ısı değerine göre ise toplam verimin % 68 olduğunu tespit etmişlerdir. Geri kazanılan ısı / Net elektrik oranı SOFC çalışma bandının alt limitlerinde ortalama olarak % 65 – 75 dir.



Isı değiştiricideki ürün gazlarının etkisiyle SOFC üst çalışma limitlerinde bunun % 91'e kadar ykselebildiği ifade edilmiş, yıllık ortalama değerinin % 73' ün üzerinde olduğu belirtilmiştir ( **Morrison ve ark. 2003** ).

Türkiye' deki çalışmalar; daha çok mobil uygulamalar için koordinasyon ve organizasyon çalışmaları aşamasındadır. Henüz yayınlanmış bir çalışma tespit edilmemiştir.

Termodinamiğin 2. kanununa göre; Y.H.'nin İki önemli avantajı vardır. Elektrokimyasal yanma nedeniyle, bağlı olarak düşük sıcaklık ve basınçlarda diğer enerji dönüştürücülerden daha az tersinmezlikler söz konusudur. Bu durum şöyle açıklanabilir. Klasik bir yanmada serbest elektronlar düşük enerji düzeylerine geçme eğilimindedir. Bu enerji boşalması, yanma ürününün doğrudan ısınması demektir. Elektrokimyasal yanmada ise serbest elektronlar dış iletken bir devreden hareket ettirilerek elektriksel olarak doğrudan kontrol altına alınabilir ( **Angrist 1976** ). Makroskopik açıdan Y.H. bir elektrolitten iyonları geçirir. Son indirgenme reaksiyonu aktivasyon kabiliyetini düşürür. Potansiyeli azalan iyonlar dış devreden dolaşan bir elektriksel güce dönüşürler, böylelikle son oksitlenme reaksiyonunda iyonlar klasik bir yanma prosesine göre daha az israf edilir ( **Dunbar, Gaggioli 1993** ).

Y. H.Gruplarındaki özellikle PEMFC' deki fiziksel davranışları açıklayan ortak bir görüş yoktur. Deneysel bilgi ve matematiksel modellerin pek çoğu çok özel ve çoğunlukla da gerçek dışı ideal koşullar içindir ( **Olsson, Spakowsky 1999** ).

Braun ve ark., 5 farklı SOFC tasarımıyla bir evsel CHP sistemini Y. H ve yardımcı donanımı modelleyerek ve bir simülasyonla değerlendirmişlerdir. Verimlerini ve önemli performans parametrelerini belirlemişler ve SOFC grup veriminin anodun geometrisine bağlı olduğunu tespit etmişlerdir. 1. Ve 2. kanun verimleri açısından hem H<sub>2</sub> hem CH<sub>4</sub> ile beslenen sistemleri karşılaştırarak en yüksek verimin; metan kullanan, içten yakıt hazırlayıcı donanıma sahip, anot ve katot gazlarını yeniden dolaştıran sistemle elde edildiğini bulmuşlardır. Yakıtların alt ısı değerlerinde sistemin elektriksel verimi % 45, CHP verimi % 88 olarak tanımlanmış, H<sub>2</sub> yada CH<sub>4</sub> kullanımının verimde önemli bir etkisinin olmadığı ortaya çıkmıştır.

Exerji analizleri, en yüksek tersinmezliğin hava ön ısıtıcısında ve katalitik yakıcıda oluşunu göstermiştir. Sisteme hava girişi, tekrarlanan hava dolaşımı ve içten yakıt hazırlama donanımı ile azaltıldıkça tersinmezliğin en büyük kaynağı katalitik yakıcı olmaktadır. İçten yakıt hazırlama, sisteme hava girişini % 50 azaltmaktadır ve en yüksek elektriksel verimi sağlamaktadır; ama CHP verimi ( toplam verim ) bağıl olarak düşük kalmaktadır. Exerji analizleri SOFC gurup veriminin iç reformer'li ( içten yakıt hazırlamalı ) tiplerde dış reformer'li tiplerden düşük olduğunu göstermiştir. Katot gazının tekrar dolaştırılması, sistemin performans verimine katkıda bulunmaktadır, çünkü havanın ön ısıtma gereksinimi, hatta hava girişi azalmaktadır, ayrıca termal / elektrik oranı % 29 artmaktadır ( termal çıktı % 29 artıyor ). Bir evin termal / elektrik oranı termal enerji yükünün taban seviyesindeki elektrik talebine oranıdır. Bu, ısıtma, soğutma, veya sıcak su talebine göre değişir, şiddeti ise yer, bina tipi, tasarım, kullanılan metot, saat ve mevsime bağlıdır. Evsel uygulamalardaki enerji talebinin zamanı ve şiddeti yani miktarı çok değişkendir. A.B.D. 'deki evler için bu oran 0,7 -1 arasında değişmektedir. Isı depolayıcı tankı olan evsel Y.H. sistemlerinde ise 0,5 – 2 arasındadır ( **Braun ve ark. 2005** )

Calise ve ark. SOFC ve gaz türbinli bir hibrid ( çift kaynaklı ) enerji kaynağının tam ve kısmi yük enerji analizlerini yaparak kısmi yükteki en verimli işletmenin sabit bir yakıt / hava oranına karşılık geldiğini göstermişlerdir. Diğer yönden hava debisi sabit iken yakıt debisinin azalmasıyla net elektriksel güç ( nominal yükün % 34'ü ) azalmaktadır. Bu tarzdaki işletme elektriksel verim kaybına neden olmaktadır ( **Calise ve ark.2005** ).

Hawkes ve Leach, SOFC' li CHP'nin Y. H. gurup kapasitesi, ilk yatırım maliyeti, ömür, elektriksel verim, üretilen fazla elektriğin satış fiyatı ve enerji giriş fiyatlarını analiz etmişler ve mikro ölçekli bir CHP'nin ( şebeke destekli ) optimum gurup kapasitesinin 1,25 kWe olduğunu bulmuşlardır. Her kWe için gurubun yatırım maliyetlerinde, şebekeye satılan elektriğin birim fiyatında ve sisteme giren enerjinin birim satın alma fiyatında olabilecek en ufak değişikliğin optimum gurup kapasitesinde büyük değişikliklere neden olduğunu tespit etmişlerdir ( **Hawkes, Leach 2005** ).

Bu tez çalışmasında, PEMFC' li ve SOFC' li ısı pompalı, elektriksel olarak ulusal şebekeden bağımsız, ısı geri kazanımlı, evsel bir kojenerasyon ( bileşik ısı güç ) sisteminin yılın her saati için ( 8760 saat ) ısıtma veya soğutma mevsiminde dış hava kuru termometre sıcaklığına bağlı ortalama ısıtma ve soğutma yükleri araştırıldı. Bulunan saatlik ısıtma, soğutma, sıcak su, elektriksel yük taleplerine bir simülasyon programı yardımıyla sistemin cevabı araştırıldı, çıkan sonuçlar ekonomik açıdan analiz edildi ve klasik sistemler ile karşılaştırıldı. Seçilen yakıt hücreli bileşik ısı güç sisteminin klasik enerji tüketim sistemlerine göre avantaj ve dezavantajları değerlendirildi. SOFC ile birlikte çalışmada daha yüksek bir elektriksel ve toplam verim elde edildi. Yatırım maliyetleri açısından klasik sistemler ile henüz rekabet şansı olmamakla birlikte, yıllık enerji taleplerine cevabı işletme maliyetleri açısından ekonomik bulunan sistemin, eğer elektrik birim fiyatları % 60' dan daha fazla artar ya da tesis yatırım maliyetleri % 20 düşerse, tamamen elektrikle çalışan klasik sistemlere göre ekonomik olabileceği tespit edildi. Gazlı ısıtma, elektrikli soğutma yapan klasik sistemlere göre yatırım maliyetleri 3000 €' yu geçmemesi koşuluyla Y.H. birim maliyetinin 58 € / kWe olması gerektiği, bu fiyatın üzerinde ekonomik olamayacağı belirlendi.

Sonuç olarak; bu çalışma, evsel sektörde bir enerji kaynağı olarak SOFC veya PEMFC' li toplam enerji sisteminin ( TES ) ne kadar verimli ve ekonomik olabileceğini araştırmak için yapılmıştır. Y.H. Kullanan TES sistem modeli analizlerin kolaylaştırılması için bazı kabuller yapılarak basitleştirilmiştir. Örneğin; PEM ve SOFC li Y.H. sistemlerinin yakıt hazırlayıcıdaki yakıt verimlerinin % 75, sistemin çalışması sırasında akü bataryası kayıplarının % 30 olduğu var sayılmıştır. Her iki Y.H. tipi için TES sistemi bilgisayarda hazır bir simülasyon programıyla analiz edilmiştir. Isı deposundaki sıcaklık limitlerine göre çalışan bu program, minimum sistem yükünde ve önceden belirtilmiş bazı maksimum yükler aşıldığında, akü bataryası devreye girecek şekilde revize edilerek tekrar çalıştırılmış ve sonuçlar alınmıştır. Yine depo hacimleri, ısı pompası verimleri, Y.H. kapasiteleri değiştirilerek program çalıştırılmış ve TES sisteminin modeli analiz edilerek elde edilen çıktılar çizelge ve grafiklerde gösterilmiştir. Ayrıca bu çıktılara göre ekonomik analizler yapılmıştır.

Bunlar, değişik geri ödeme sürelerine, gaz ve elektrik birim fiyatlarına, Y.H. birim fiyatlarına, faiz oranlarına göre yeni sisteme yapılabilecek maksimum yatırım maliyetlerinin nasıl değişebileceğini ortaya çıkartmış ve klasik sistemlere yapılan yatırımlarla karşılaştırılmasına olanak sağlamıştır. Böylelikle avantaj ve dezavantajları ortaya çıkarılmıştır.

Bu çalışma ayrıca, tespit edilen evsel yüklere PEMFC ve SOFC ‘ li TES’ lerin cevaplarını karşılaştırmıştır. SOFC’ li TES’ in elektriksel ve termal verimleri daha yüksek çıkmıştır. SOFC ‘ in evsel kullarımdaki yük değişimlerine PEMFC den daha az esnek olduğu çeşitli kaynaklarca belirtilmektedir ( **Onovwiona ve ark. 2004** ).

Akü, sadece düşük yüklerde Y.H. sistem verimini düşürmemek için kullanılan bir yardımcı destek ünitesi olarak değil, aynı zamanda sistemin pik yükünü paylaşan bir enerji deposu olarak ele alınmıştır. Bir enerji deposu olarak daha aktif şekilde kullanılmış ve bilgisayar simülasyonu kodlarına konulan ek alt dosyalarla boşalması ve doldurulması için Y.H. sistemine gelen yüklerin kapasiteyi nasıl etkilediği tespit edilmiştir. Akünün çalışmasında voltaj ve çekilen akım ile sıcaklık etkileri dikkate alınmamıştır. Akünün doldurulması ve boşalması, aküdeki enerji dengesi ve sabit akımda verebileceği maksimum güce göre modellenmiş ve bilgisayarlı simülasyon algoritmasında gerekli değişiklik yapılmıştır.

Program, farklı yakıtlar için de revize edilerek sistemin ihtiyaç duyduğu yıllık farklı yakıt enerjileri ( dizel yakıtı, benzin, metanol, LPG v.b.) bulunmuştur.

### 3. MATERYAL ve YÖNTEM

#### 3. 1. Materyal

##### 3. 1. 1. Enerji Yükleri ve Tahmin Metotları

Enerji insan yaşamının kalitesinin bir ölçüsü olmakla birlikte ekonomik büyümenin de bir göstergesidir. Gelişmiş ülkelerde ve Türkiye de toplam ve kişi başına 1 yıllık elektrik enerjisi tüketimi [ ( üretim + ithalat – ihracat - dağıtım kayıpları ) / nüfus ] **çizelge 3. 1** deki gibidir. ( **International Energy Agency, 2005** )

**Çizelge 3. 1.** Çeşitli Ülkelerin Enerji Tüketimleri

	Nüfus ( milyon )	Elektrik Tüketimi TWh =10 <sup>9</sup> kWh / yıl	Kişi Başına Elektrik Tüketimi kWh / kişi - yıl
<b>Türkiye</b>	70.8	117.10	1654
<b>Almanya</b>	82.52	569.23	6898
<b>A.B.D.</b>	291.09	3803.12	13066

**Kaynak :** International Energy Agency, Key World Energy Statistics, 2005. IEA, Paris

2002 de Türkiye de enerji girişi 3257.29 PJ \*dür (1 Peta J = 10<sup>15</sup> J ). % 31.30 ‘u yurt içinde üretilmiş ve kalanı ithal edilmiştir ( **Utlü, Hepbaşlı, 2006** ). 2002’ de Enerji kaynaklarındaki en büyük pay % 39.92 ile petrol , % 20.70 ile doğalgaz % 13.86 ile linyit ve % 10.77 ile taş kömürü % 14.75 ile diğer kaynaklara aittir. **Çizelge 3. 2.** Türkiye’ de son 3 yılda ( 2002, 2003, 2004 ) tüketilen toplam enerji miktarları ve türlerini vermektedir ( [www.en.gov.tr/enerjitetimi.htm](http://www.en.gov.tr/enerjitetimi.htm) ). Ülkemizde, konut sektöründe ısıtma amaçlı enerji tüketimi, tüketilen toplam enerjinin % 70’i gibi çok yüksek bir orandadır. Avrupa Birliği’nde bu % 57 dir. % 25’i sıcak su üretimi için kullanılmaktadır.

Eski binalarda enerji tüketimi 200 - 250 kWh / m<sup>2</sup> iken yeni binalarda bu değer 100 - 150 kWh / m<sup>2</sup> ye sınırlandırılmak istenmektedir ( **Dilmaç ve Kesen 2003** ).

**Çizelge 3. 2.** Türkiye’de Birincil Enerji Kaynakları Tüketimi

Yıllar	2002	2003	2004
<b>Taşköm , Bin ton</b>	18830	17535	19904
<b>Linyit , Bin ton</b>	19904	46051	44823
<b>Asfaltit, Bin ton</b>	5	336	722
<b>Petrol, Bin ton</b>	29776	30669	31729
<b>Doğ.Gaz 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup></b>	17694	21374	22446
<b>Hidrolik, GWh</b>	33684	35330	46084
<b>Jeoter.El, IsıGWh</b>	105730	89784	93811
<b>Rüzgar, GWh</b>	48	61	58
<b>Güneş, Bin TEP</b>	318	350	375
<b>Odun , Bin ton</b>	15614	14991	14393
<b>Hayvan bitki art. Bin Ton</b>	5609	5439	5278
<b>Elk.ithal , GWh</b>	3588	1158	464
<b>Elk, ihr., GWh</b>	435	588	1144
<b>Toplam, Bin Tep ton</b>	78331	83826	87818

**Kaynak:** Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı  
[www.en.gov.tr/enerjitetimi.htm](http://www.en.gov.tr/enerjitetimi.htm)

Enerji üretiminin ve tüketiminin tahmini, modellenmesi kısa ve uzun dönemli ulusal enerji planlaması ve yatırımlar için gereklidir. Bu tahminlerin yapılması, toplam enerji tüketimi içindeki evsel sektörün payını ve aileler için ekonomik ve verimli ısıtma tipini belirlemek açısından ayrıca önem taşır. Bu nedenle tüketiciye sunulan tasarımlar arasından fiyat ve enerji kullanım miktarlarının karşılaştırılmasına ve en uygun olanının tespitine olanak sağlayan enerji yükleri tahmin yöntemleri sürekli araştırılıp, geliştirilmektedir. En doğru ve güvenilir enerji tüketim tahmini değişik yüklerin hava koşullarının, enerji kontrol sistemlerinin ve işletme programlarının bir fonksiyonu olarak yazılıp bütünleştirilmesiyle yapılır. Çok karmaşık olmalarına rağmen enerji tahmin prosedürleri için, aşağıdaki yükler mutlaka bilinmelidir.

- 1 - Ortam yükü,
- 2 - İkinci donanım yükü,
- 3 - Birinci donanımın enerji yükü.

Burada ikinci donanım, ısıtma, soğutma ve havalandırma akışkanlarını koşullandırılacak ortama dağıtan elemanlardır ( pompa, kompresör, kanal, boru tesisatı v.b ). Birinci donanım, yakıtı ya da elektriksel enerjiyi ortamı ısıtmak ve soğutmak için dönüştüren merkezi sistemdir ( kazan, elektrikli ısıtıcı v.b ). Bu 3 ortak yükün hesabında sürekli hal yöntemi ( derece gün ya da sıcaklık farkı yöntemi ) ile dinamik yöntem ( transfer fonksiyonları yöntemi ) arasında önemli farklar vardır ( **Howell ve ark. 1998** ).

Enerji gereksinimlerinin hesabında 1. adım termal konforun temini için ortama verilmesi veya ortamdaki alınması gereken enerjinin hesabıdır. En basit yöntem, ısı konforu sağlamak için gerekli enerjiyi dış hava kuru termometre sıcaklığının bir fonksiyonu olarak kabul etmektedir. Güneş ışınimleri, iç ortam ısı kazançları, duvarlardaki ve iç ortamdaki eşyaların depoladığı ısı, bina zarfından ( dış kabuğundan ) ısı geçişi, hava sızıntıları ve rüzgar etkisi bu hesaplara katılınca daha hassas ve doğru sonuçlar bulunur ( **ASHRAE Enerji Yükleri Tahmin Yöntemleri, 1998** ).

2. Adım, yardımcı sistem donanımının ( ikinci donanım ) yükünü ortam ısı yüküne katmaktır. Bunlar vantilatör, pompa v.b cihazların yükü, sıcak su hazırlayan cihaz yükü, boru ve kanal yükleridir.

3. Adım, ana ekipmanın ( birinci donanım ) 1.ve 2. adımın yüklerini ve olabilecek pik yükleri karşılayan merkezi sistemin enerji ve yakacak ihtiyacını bulmaktır. Burada, donanım verimi ve kısmi yüklere olan cevabı bilinmelidir. Bu hesaplara maliyet ve verim analizleri de katılır.

Eğer ısıtma havalandırma ve iklimlendirme donanım verimi ve binanın kullandığı enerji sabit ise “ Derece Gün Yöntemleri “ enerji analizi için en basit yöntemlerdir. Dış ortam sıcaklığına bağlı olarak verim ve kullanım şartları değişiyor ise, enerji tüketimi farklı dış sıcaklıklar için birim saat başına hesaplanır ve toplam tüketim bu sıcaklıklara karşılık gelen zaman dilimleri ( saat ) ile çarpılarak bulunur bu yöntem “ bin ” yöntemi olarak bilinir.

Basit sürekli hal yöntemleri iç sıcaklık ve kazançlar değiştiğinde kullanılmaz, ancak özel işletme şartlarındaki saatlerin toplamı tahmin edilebiliyorsa bu yöntemler iyileştirilebilir.

Bir yıl boyunca her saat başına enerji dengesi hesapları yapılarak elde edilen tüketim tahminleri en dikkatli hazırlanmış tahmin metotlarıdır. Bu detaylı benzetim metotları aydınlatma, insan, pişirme, elektrikli cihaz yükleri v.b iç kazançların saatlik tahminlerinin yanında saatlik hava şartlarının da bilinmesini gerektirir.

Binalarda enerji tüketen sistemlerin lineer olmayan, dinamik ve çok karmaşık çalışma koşulları nedeniyle tüketimlerin hassas olarak tahmininde bilgisayar simülasyonları dışında çok az metot vardır. Bu nedenle çok hassas metotlar en pahalı olanlarıdır, bilgisayar programında uzmanlık gerektirmektedir.

Derece gün yöntemi ve denge noktası sıcaklığı iklimin şiddetini hassas bir şekilde karakterize edebilir ( **ASHRAE Enerji Yükleri Tahmin Yöntemleri, 1998** ).

Denge noktası sıcaklığı: Kısaca ısı kayıplarının iç kazançlarla karşılanabildiği dış sıcaklık olarak tanımlanabilir.

#### **Isıtma sisteminin enerji tüketimi:**

Evin ısıtma talebi;

$$Q_I = \frac{UA}{\eta_{IS}} [T_{i\zeta} - T_{DİŞ}(t)]^+ \quad \text{ile bulunur.}$$



$T_{i\check{C}}$  = İç Sıcaklık ( °C )

$T_{DI\check{S}}$  = Dış Sıcaklık ( °C )

UA=Binanın yüzeye bağlı toplam ısı kayıp katsayısı [ W / K ]

$\eta_{IS}$  = Isıtma Sisteminin Verimi

Yıllık enerji tüketimi, ısıtma ve soğutma sezonundaki anlık tüketimin zamana göre integralidir.

$\frac{UA}{\eta_{IS}}$  – Sabit ise ;

$$Q_I = \frac{UA}{\eta_{IS}} \int [T_{i\check{C}} - T_{DI\check{S}}(t)]^+ dt \quad (1)$$

Pratikte bu entegral saatlik veya günlük kısa zaman aralıkları için ortalamaların toplamları alınarak yapılır ve derece saat ya da derece gün olarak adlandırılır.

Isıtma ve soğutma sıcaklıklarını;

$$T_{IS} = ( T_{DEN} - T_{DI\check{S}} )^+ \quad (2)$$

$$T_{SO\check{G}} = (T_{DI\check{S}} - T_{DEN})^+ \quad \text{olarak yazabiliriz.} \quad (3)$$

Burada  $T_{DEN}$  = Denge Sıcaklığıdır.

$$\text{Isıtma derece günleri: } IDG = \sum_{i=1}^{N_{IS}} T_{IS,i} \quad (4)$$

$$\text{Soğutma derece günleri: } SDG = \sum_{i=1}^{N_{SO\check{G}}} T_{SO\check{G},i} \quad (5)$$

$N_{IS}$  = 1 Gündeki Isıtma Derece Saatlerinin Sayısı

$N_{SO\check{G}}$  = 1 Gündeki Soğutma Derece Saatlerinin Sayısı

**Bursa için tasarım şartları:** Bursa 2.iklim bölgesinde ve rüzgârlı olarak alınır ( TSE 2164 ). Bursa 29.04 ° doğu boylamı, 40.11 ° kuzey enlemindedir ve ortalama yükseklik 100 m’ dir. Bursa yerel meteoroloji istasyonunun ( No: 17116 ) bulunduğu enlem 40 °.18 ‘ ve boylam 29 °.07 ‘ dir. **Çizelge 3. 3 – 3. 4 –3. 5 ve 3. 6.** Bursa için tasarım şartlarını vermektedir. **Ek 1’** deki **Çizelge 2.** ve **Çizelge 3.** Bursa için meteorolojik bilgileri ve derece günleri, **Çizelge 4.** ve **5.** ise cihaz türlerine göre abone sayılarını ve konut tüketimini vermektedir.

**Çizelge 3. 3.** Bursa için Soğutma Tasarım Şartları

Kuru Termo. Sıc. / Orta. Yaş Termo.									
% 0.4 sıklıkla		%1 sıklıkla		%2 sıklıkla		Max. Kuru Ter			Gün. K.T bandı
Kuru	Yaş	Kuru	Yaş	Kuru	Yaş	Ort.	Orta değer	Stds	°C
33.5	20.4	32	20.3	30.7	20.1	37.7	37.3	1.6	13.7

**Kaynak:** Bulut 2001

**Çizelge 3. 4.** Bursa için Isıtma Tasarım Şartları

Isıtma Kuru T.(°C)		Min. Kuru Ter. (°C)		
%99.6 sık.	%99 sık	Ortalama	Orta değer	Std.s
-3.4	-2.0	-8	-6.3	3.9

**Kaynak:** Bulut 2001

**Çizelge 3. 5.** Bursa için yıllık ısıtma ve soğutma derece günleri ve saatleri

Bursa yıll. soğ. Derece günleri						Bursa yıll. Isıtma derece günleri				
Taban sıcaklıklar (°C)						Taban sıcaklıklar (°C)				
18	20	22	24	26	28	14	16	18	20	22
606	359	177	61	12	2	1117	1491	1920	2401	2948

yıllık ısıtma derece saatl.			Yıllık soğutma derece saatl.			
Taban sıc.(°C)			Taban sıc.(°C)			
15	17	18,3	24	26	27	30
34882	44557	51031	4733	2574	1799	429

**Kaynak:** Bulut 2001**Bursa - Soğutma için Denge Sıcaklığı Hesabı :**

$$Q_{KAZ} = L_{SOĞ} * (T_{DEN,SOĞ} - T_{İÇ}) \quad (6)$$

$$L_{SOĞ} = \frac{Q_{SOĞ,max}}{\Delta t} \quad (7)$$

$$T_{DEN,SOĞ} = T_{İÇ} + \frac{Q_{KAZ}}{Q_{SOĞ,max} / \Delta t} \quad (8)$$

Soğutma tasarım sıcaklık farkı:

$$\Delta t, SOĞ = T_{DIŞ,SOĞ} - T_{İÇ,SOĞ}$$

$$T_{DIŞ,SOĞ} = 27.5 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ ( 29Ağustos için günlük ortalama sıcaklık )}$$

$$T_{İÇ,SOĞ} = 24 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ kabul edildi}$$

$$\Delta t = 3.5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$Q_{SOĞ,max} = 2668 \text{ W ( 29 Ağustos' da )}$$

$$L_{SOĞ} = Q_{SOĞ,max} / \Delta t = 2668 / 3.5 = 762.28 \text{ W / } ^\circ\text{C}$$

29 Ağustos'ta ortalama  $Q_{KAZ} = 1021 \text{ W}$

$$T_{DEN,SOĞ} = 24 + \frac{1021}{762.28} = 25.33 \text{ } ^\circ\text{C}$$

### Bursa - Isıtma için Denge Sıcaklığı Hesabı :

$$Q_{KAZ} = L_{IS} * (T_{İÇ} - T_{DEN,IS}) \quad (9)$$

$$L_{IS} = \frac{Q_{IS,max}}{\Delta t} \quad (10)$$

$$T_{DEN,IS} = T_{İÇ} - \frac{Q_{KAZ}}{Q_{IS,max} / \Delta t} \quad (11)$$

Isıtma tasarım sıcaklık farkı

$$\Delta t, IS = T_{İÇ,IS} - T_{DİŞ,IS}$$

$$T_{DİŞ,IS} = -0.26 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (\text{20 Aralık' ta günlük ortalama sıcaklık})$$

$$T_{İÇ} = 23 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ kabul edildi}$$

$$\Delta t = 23 - (-0.26) = 23.26 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$Q_{IS,max} = 8828.5 \text{ W} \quad (\text{20 Aralık' ta})$$

$$L_{IS} = Q_{IS,max} / \Delta t = \frac{8828.5}{23.26} = 379.55 \text{ W / } ^\circ\text{C}$$

20 Aralık'ta ortalama  $Q_{kaz} = 1050 \text{ W}$

$$T_{DEN,IS} = 23 - \frac{1050}{379.55} = 23 - 2.766 = 20.23 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$L = \Sigma UA + I(\rho \cdot c_p)_{HAVA} \cdot V / 3600 \quad (12)$$

$L$  Binanın ısıtmada özgül ısı kaybı veya soğutmada özgül ısı kazancıdır ( W / K )

### **Evsel bileşik Isı-Güç sistemleri için karşılanması gereken yükler ;**

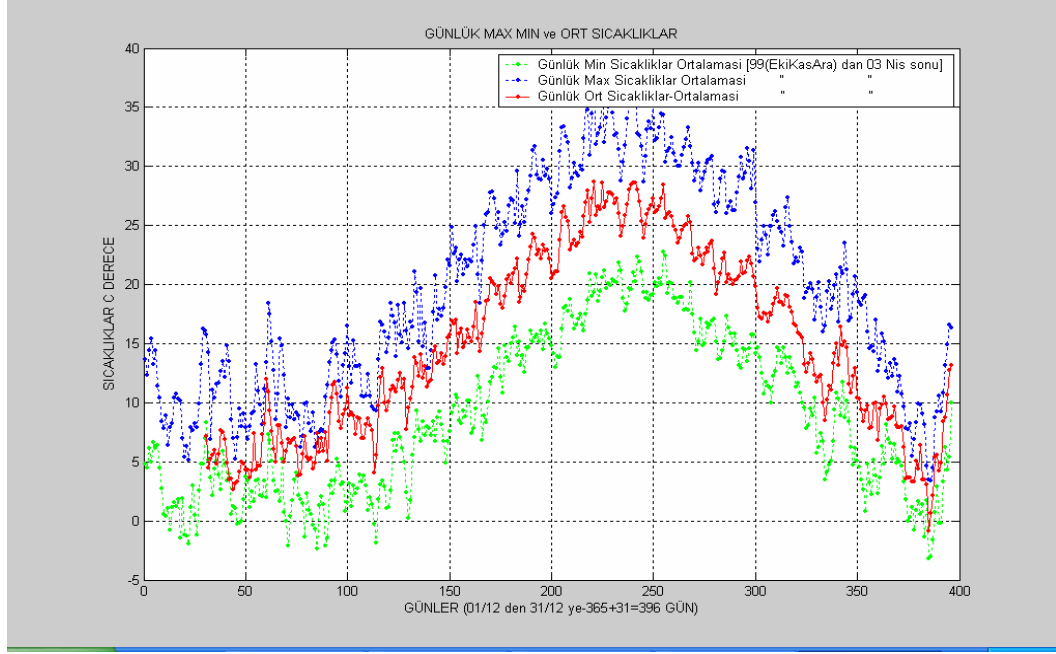
- Isıtma Yüğü
- Sıcak Su Hazırlama ( kullanım sıcak suyu ) Yüğü
- Soğutma Yüğü
- Elektriksel Yüğüler (aydınlatma ve elektrikli cihazlar ) olarak belirlendi.

Bu yüklerin belirlenmesi için Bursa şehir merkezinde oturan 187 aile ile yapılan anketten ve bu ailelerin gaz, elektrik ve su faturalarından yola çıkılarak ortak bir enerji tüketim alışkanlığının var olup olmadığı ve ortalama tüketimleri araştırıldı. Bu evlerin gaz, elektrik su tüketimleri Bursagaz AŞ., Tedaş Bursa İşletme Müdürlüğü ve Buski' den alınan tüketim bilgileri ile saptandı. Yine bu kurumlardan uzun yıllar sonunda tespit ettikleri ortalama olarak bir ailenin gaz, elektrik, su tüketimleri hakkında bilgi alındı. Bursagaz AŞ.' den uzaktan okuma sistemi ile takip edilen 1 villa ve 1 apartman dairesine ait saatlik gaz tüketimleri ( 2005 ocak, şubat dönemlerine ait ) alındı. Kullanılan ısıtma sistemlerine göre sınıflandırılan tüketiciler için aylık ortalama gaz ve elektriksel yük grafikleri çıkartıldı.

Meteorolojik veriler ( günlük ortalama dış hava kuru termometre sıcaklığı, toprak sıcaklığı v.b.) kullanılarak tüketimler ile dış sıcaklık ( kuru termometre sıcaklığı) ve zaman korelasyonları için polinomlar ( 2. ve 3. derece ) uyduruldu. Bursa için günlük max. min. ve ortalama sıcaklıklar aşağıdaki **şekil 3. 1.**' de görülmektedir. Faturalardan aylık boyutlu yüklerin ortalamaları çıkarılıp boyutsuzlaştırıldı ve saatlik dış sıcaklıklara göre saatlik tüketimlere dönüştürüldü. Boyutsuz tüketimlerin saatlik dağılımları tekrar boyutlandırıldı ve bu saatlik tüketimler ( ısıtma, soğutma, sıcak su ve elektrik ) bilgisayar programına giriş verisi olarak kaydedildi. 4 Kişilik bir ailenin tüketim alışkanlığına evsel kojenerasyon sisteminin cevabını bulmak için bu verilerle tüm 1 yıl için farklı ısıtma tercihlerinin analizi yapıldı. Aynı yükler için;

- 1 - Tamamen elektrikle çalışan klasik bir ısıtma ve soğutma sistemi ,
- 2 - Isıtma ve sıcak su üretiminin gazlı cihaz, soğutmanın elektrikli klima ile yapıldığı bir klasik sistem ve yakıt hücreli, ısı geri kazanımlı bir evsel bileşik-ısı-güç sistemi karşılaştırıldı.

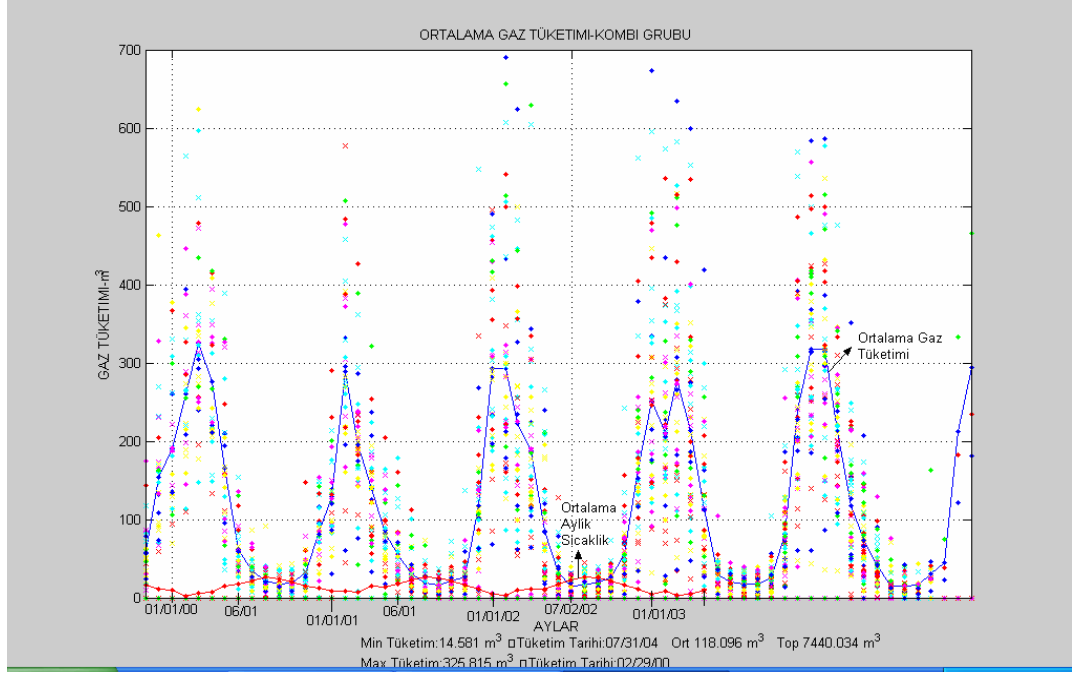
Bu mukayese kullanılan enerjiler, gerekli yakıt miktarları, maliyetler açısından yapıldı.



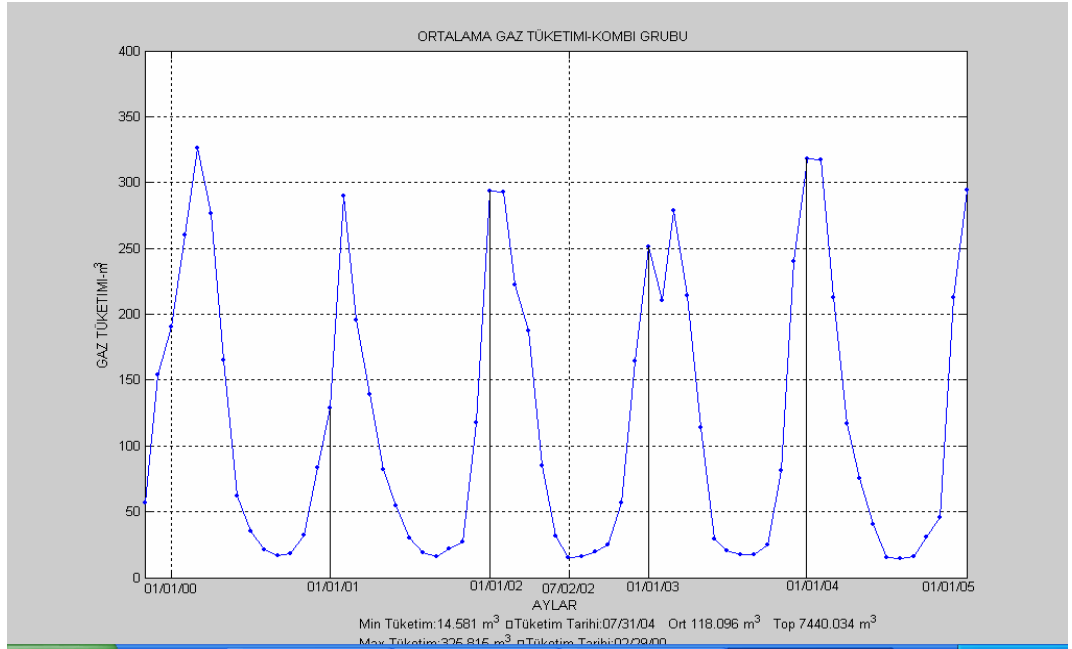
**Şekil 3. 1.** Bursa için Ortalama Sıcaklıklar  
**Kaynak :** Meteoroloji İşleri G.M. Yayınları, Ankara.

**Sıcak su üretimi:** Elektrikli cihazlar ile sıcak su üretimi ( çamaşır ve bulaşık makinesi için ) **EK 1. Çizelge 6.** gazlı cihaz ile sıcak su üretimi ( banyo için ) ise **EK 1. Çizelge 7.** ve saatlik sıcak su yükleri **EK 1. Çizelge 8'** ve **Çizelge 9.** dadır.

**Evsel Isıtma:** Isınma gereksinimleri, kombi tüketimlerinden şofben + ocak tüketimleri çıkarılarak tahmin edildi. Grafikler için anket yapılan abonelerin önce 1999 Ekim – 2004 Nisan arası gaz tüketimleri çıkarıldı. Yıllara bağlı grafikleri çizildi ve bunların aynı dönemlere ait tüketimlerinin ortalaması alınarak bütün yıllar için bir ortalama tüketim grafiği çıkarıldı ( **Şekil 3. 2. ve 3. 3.**) bu tüketimlerdeki aşırı değerler ( aylık toplamı 600 m<sup>3</sup> ün üzerinde olanlar ) değerlendirme dışına alındı.

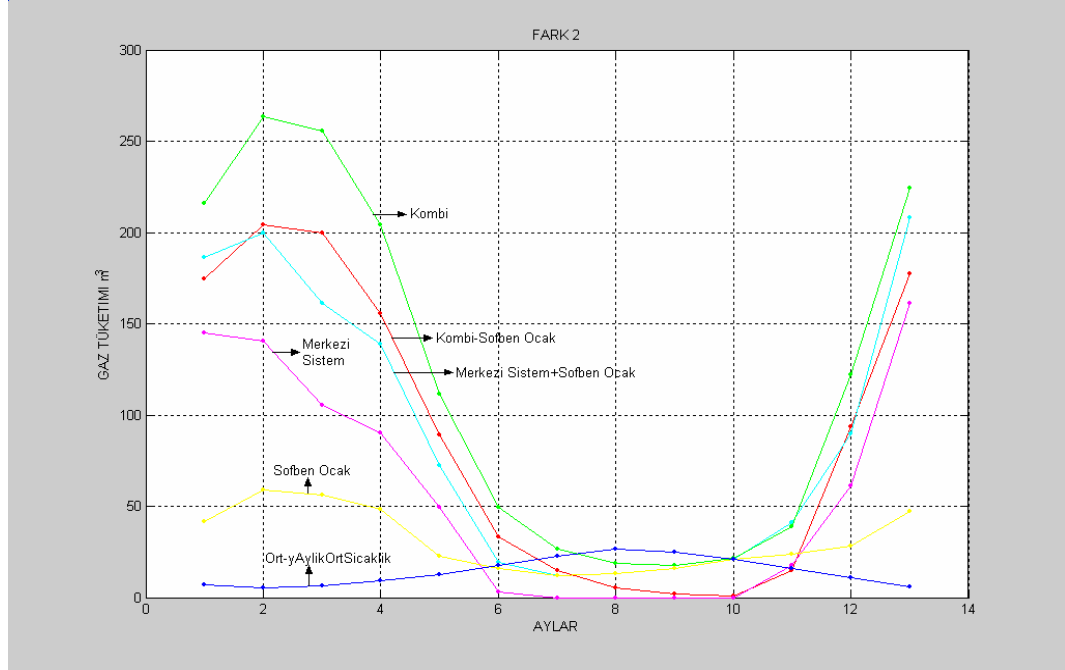


Şekil 3. 2 : Ortalama gaz tüketimi – Kombi gurubu



Şekil 3. 3. Yıllara Göre Kombi Gaz Tüketimlerinin Ortalaması

Gaz tüketimlerinden yola çıkarak ısıtma yüklerini matematiksel olarak ifade etmek için analizlerde boyutlu kombi tüketimleri esas alındı ve bu tüketimlerden tahmini ocak ve şofben ( sıcak su üretici cihaz ) tüketimleri çıkarıldı ( **Şekil 3. 4** ).



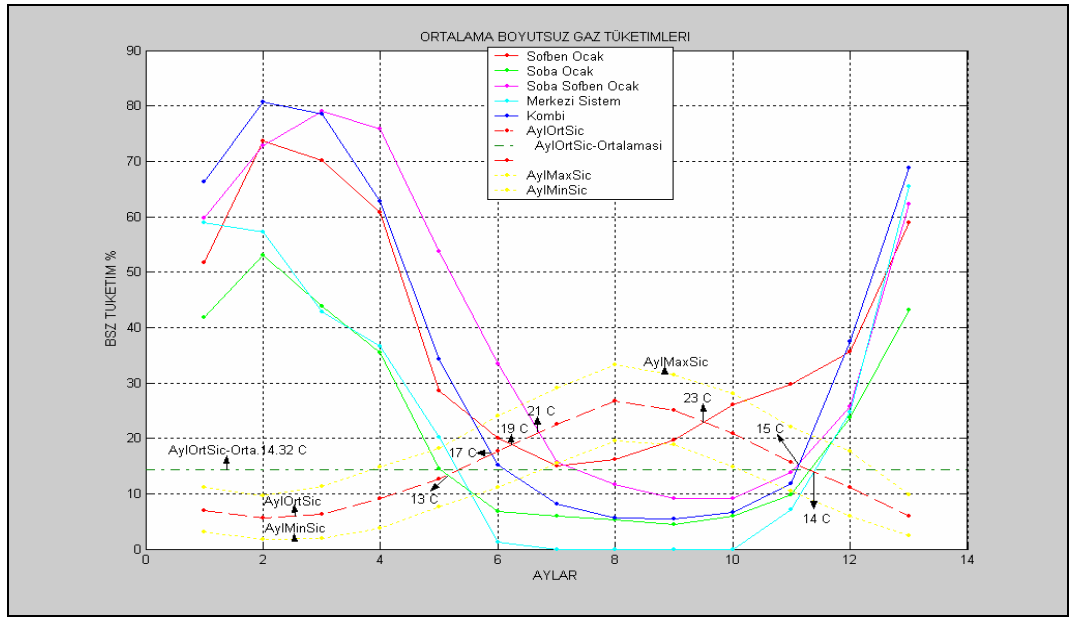
**Şekil 3. 4.** Kombi – Soba Şofben Gaz Tüketim fark grafiği



Herhangi bir aylık ortalama  $T_{DİŞ}$  ( dış ortam ) sıcaklığındaki ısınma amaçlı aylık gaz tüketimi  $Q$  ve o yılın kışındaki en yüksek aylık gaz tüketimi  $Q_{max}$  için;

$$Q / Q_{max} = Q_{BSZ} \text{ ' dan} \quad (13)$$

o yılın boyutsuz aylık gaz tüketimleri ( **şekil 3. 5.** ) bulundu.



**Şekil 3. 5.** Ortalama Boyutsuz Gaz Tüketimleri

12 Aylık ortalama aylık  $T_{DİŞ}$  sıcaklıklarının ve 12 aylık  $Q_{BSZ}$  değerlerinin matlab programındaki enterpolasyon koduyla 365 günlük ara değerleri bulundu ve bu değerlere göre çizilen  $T_{DİŞ}$ ' a bağlı yıllık boyutsuz tüketim grafiklerinin analizinden;

$Q_{BSZ} = f ( T_{DİŞ} )$  fonksiyonu elde edildi.

Herhangi bir abone için bu fonksiyon bulunduktan sonra, saatlik  $T_{DİŞ}$  ( veya  $DG_{IS}$  derece gün ısıtma =  $15 - T_{DİŞ}$  ) değerleri verilerek

$$Q = Q_{\max} * Q_{BSZ} \text{ ' dan}$$

aboneye ait saatlik boyutlu Q tüketimleri elde edildi. Bu tüketimlerin ısıtma değerleri tahmini ortalama yıllık cihaz verimine bölünerek;

$$Q_1 = Q * H_U / \eta_{IS} \text{ saatlik ısıtma yükleri bulundu.} \quad (14)$$

$$H_U = \text{Yakıtın alt ısı değeri} \quad (\text{Doğalgaz için } 8250 \text{ kcal / m}^3 \text{ alındı})$$

$$\eta_{IS} = \% 85 \quad (\text{Kombi için yıllık ortalama verim olarak kabul edildi})$$

Eğer saatlik ölçümlerle elde edilmiş tüketim verileri yoksa bu yolla bir enerji talep tahmini yapmak gerçek tüketimlere ( faturalara ) dayandırıldığı için sağlıklı bir yaklaşım olarak değerlendirilebilir. Bu amaçla Q<sub>BSZ</sub> 'un aylık ortalama sıcaklıkla değişimine Matlab 6.5.1 yazılım programındaki “ curve fitting tool “ yardımı ile uydurulan eğriler ve sonuçları aşağıdadır.

Tüm ısıtma sezonu için dış sıcaklığa bağlı tüketim tek bir matematiksel ifadeyle temsil edilemediği ve sonuçlar hassas olmadığı için ( determinasyon katsayıları  $R^2 \ll 1$  çıkmaktadır ), ısıtma için tüketim 3 ayrı döneme ait 3 farklı denklemlerle ifade edildi.

Dönemi	Süresi
Isıtmanın başlangıç dönemi:	314. gün ~ 365. gün arası
Isıtma sonu dönemi :	80. gün ~ 151. gün arası
Pik ısıtma dönemi :	1. gün ~ 80.nci gün arasındır.

#### Isıtma Başlangıç Dönemi:

Lineer model 3. dereceden polinom: Katsayılar ( % 95 Güvenli aralıkta )

Uydurulan model;

$$y_1 = -0.08561 x^3 + 0.9679 x^2 + 6.482 x + 10.89 \quad (15)$$

$y_1$  = Isıtma başlangıç döneminin tüketimi

$x$  = Isıtma başlangıç dönemi dış sıcaklıkları ( veya doğrudan DS<sub>IS</sub> alınabilir )

**Isıtma Son Dönemi:**

Linear model 4. dereceden polinom: Katsayılar ( % 95 Güvenli Aralıkta )

Uydurulan Model ( x )

$$y_2 = -0.01141 x^4 + 0.08102 x^3 + 0.433 x^2 + 5.029 x + 27.99 \quad (16)$$

$y_2$  = Isıtma son dönemi tüketimi

x = Isıtma son dönemi dış sıcaklıkları ( veya doğrudan DS<sub>IS</sub> alınabilir )

**Pik Isıtma Dönemi:**

Bu dönemde tüketimin pik ( max.) yapması nedeniyle gaz tüketiminin dolayısı ile ısınmanın matematiksel olarak zamana bağlı ifadesini bulmak daha kolay olmuştur. Aksi takdirde, aynı dış sıcaklıklarda farklı zamanlardaki farklı tüketimler tüketim denklemini elde etmek için oldukça zor matematiksel analizler yapılmasını gerektirmektedir.

u = Pik ısıtma döneminin yükü ,

v = Pik ısıtma döneminin dış sıcaklıkları ,

t = Zaman ( saat )

$$u ( t ) = - 0.009396 t^2 + 1.875 t + 6.316 \quad , \quad [ R^2 = 0.99487 ] \quad (17)$$

$$v ( t ) = - 0.001236 t^2 + 0.09009 t + 7.856 \quad , \quad [ R^2 = 0.99805 ] \quad (18)$$

$$k ( t ) = ( du / dt ) / ( dv / dt ) ,$$

Kısa zaman aralıklarındaki ortalama değerler için;

$$k ( t ) = \Delta u / \Delta v \quad (19)$$

$$\Delta u ( t ) = k. \Delta v \quad \text{elde edilir.}$$

k, Tüketimin dolayısıyla ısıtma yükünün bir zaman dilimindeki değişiminin aynı süre içindeki dış sıcaklık değişimine oranı olup her iki parametre de zamana bağlı ifade edildiğinden ısıtmanın sıcaklıkla değişimini zamana bağlı olarak veren bir katsayıdır.

$$\Delta v (\text{ Derece gün ısıtma } ) = 15 - T_{\text{DIŞ}} (\text{ }^{\circ}\text{C} ) \text{ olarak alınırsa;}$$

$$\Delta u ( t ) = k.DG_{\text{IS}} \text{ olur.}$$

### **Dış Kuru Termometre Sıcaklığının Zamana Bağlı Değişimi:**

Genel Model Gauss 2: Katsayılar ( % 95 Güvenli Aralıkta )

Uydurulan Mod. ( x )

$$T = 5.183 * \exp ( -((x-88.18) / 411.5)^2 ) + 21.68 * \exp ( -((x-210.3) / 99.57)^2 ) \quad ( 20 )$$

x = Gün Sayısı ( 1:366 )

**Soğutma Yükleri:** İletim ve havalandırmayla toplam ısı kazanç katsayısı ( TS 825 )

$$L = U_T A_T + I ( \rho c_p )_{\text{hava}} V / 3600 \quad ( \text{ Binanın özgül ısı kazancı - W / K } )$$

$U_{DD} = 0.477 \text{ W / m}^2 \text{ K}$  Dış duvarın ısı geçirgenlik katsayısı - 6 cm styropor izolasyonlu 19 cm delikli tuğla , iç ve dış 2 cm kireç harçlı sıva için. ( TSE 825, 2164 )

$$\rho_{\text{hava}} = 1.184 \text{ kg / m}^3 \quad ( 20^{\circ}\text{C, 100 kPa' da } )$$

$$c_{p,\text{hava}} = 1006 \text{ J / kg K,}$$

$$U_T A_T = U_P A_P + U_{DD} A_{DD} \quad ( 21 )$$

$$A_{DD} = 134 \text{ m}^2 \quad ( \text{ Dış duvar alanı } )$$

$$U_P = 3.30 \text{ W / m}^2 \text{ K,} \quad \text{Çift camlı pencere ( TS 2164 )}$$

$$I = 1 \quad 1 / h \quad ( \text{ 1 Saatteki enfiltrasyonla hava değişim sayısı } )$$

$$A_P = \% 10 * A_{DD} \quad \text{Pencere alanı} \quad ( \text{ Kadıoğlu 2003 } )$$

$$V = 115 \text{ m}^2 \text{ ( Ev alanı )} * 2.70 \text{ m ( evin iç duvar yüksekliği )} \quad \text{( Şartlandırılan Hacim )}$$

$$V = 310.5 \text{ m}^3$$

$$L = 211 \text{ W / K} \quad \text{( Binanın özgül ısı kazancı )}$$

İletim ve havalandırma ile gelen ısı kazancı,

$$\dot{Q}_{IL} = L * DS_{SOĞ} \quad \text{dan bulunur} \quad ( 22 )$$

$$DS_{SOĞ} = T_{DİŞ} - 23.6 \dots \text{ ( C }^{\circ} \text{ )} \quad \text{( ASHRAE Enerji Yükleri Tahmin Yöntemleri 1998 )}$$

( ASHRAE Fundamentals 2005 )

#### **Ortalama Isı Kazançları:**

- İnsanlardan olan ısı kazançları,
- Sıcak su sisteminden kaynaklanan ısı kazançları,
- Yemek pişirme işleminden kaynaklanan ısı kazançları,
- Aydınlatmadan kaynaklanan ısı kazançları,
- Elektrikli cihazlardan kaynaklanan ısı kazançları,
- Ortalama güneş enerjisinden ( radyasyondan ) kaynaklanan ısı kazançları,

#### **Ortalama Güneş Radyasyonundan kaynaklanan ısı kazançları:**

Aylık ortalama kazanç; Bursa'nın Koordinatları  $40^{\circ} 11' \text{ K} - 29^{\circ} 04' \text{ D}$

$$\Phi_{g,ay} = \sum r_{i,ay} * g_{i,ay} * I_{i,ay} * A_i \quad \text{( TS 825 )} \quad ( 23 )$$

$r_{i,ay}$  = " i " Yönünde saydam yüzeylerin aylık ortalama gölgeleme faktörü

$g_{i,ay}$  = " i " Yönündeki saydam elemanların güneş enerjisi geçirme faktörü

$I_{i,ay}$  = " i " Yönünde dik yüzeylere gelen aylık ortalama güneş ışınım şiddeti ( W / m<sup>2</sup> )

$A_i$  = " i " Yönündeki toplam pencere alanı ( m<sup>2</sup> )

$r_{i,ay} = 0.8$  ( Ayrık, 3 kata kadar binaların olduğu yerleşim yerleri için )

$g_{i,ay} = 0.80 g_1$ ,  $g_1 = 0.75$  ( Çok katlı berrak cam için-Lab.ölçeğinde ölçülen ve yüzeye dik gelen ışın için güneş enerjisini geçirme faktörü ) ( TS 825 )

$$\Phi_{g,ay} = r_{GD,ay} * g_{GD,ay} * I_{GD,ay} * A_{GD} + r_{KB,ay} * g_{KB,ay} * I_{KB,ay} * A_{KB}$$

$$GD \rightarrow 3 \text{ ( pencere sayısı ) } * [ 160 * 130 ] \text{ ( pencere ölçüleri ) } = 4 * 2.08 = 8.32 \text{ m}^2$$

$$KB \rightarrow 2 \text{ ( pencere sayısı ) } * [ 160 * 130 ] \text{ ( pencere ölçüleri ) } = 2 * 2.08 = 4.16 \text{ m}^2$$

$$KB \rightarrow 1 \text{ ( pencere sayısı ) } * [ 0.5 * 130 ] \text{ ( pencere ölçüleri ) } = 0.65 = 0.65 \text{ m}^2$$

$$\text{Toplam} = 13.13 \text{ m}^2 \text{ Cam Alanı}$$

$$\Phi_{g,ay} = 0.8 * ( 0.8 * 0.75 ) * I_{GD,ay} * 8.32 + 0.8 * ( 0.8 * 0.75 ) * I_{KB,ay} * 4.81 \dots ( W )$$

$$I_{GD,tem}, I_{GD,agu}, I_{KB,tem}, I_{KB,agu} \text{ ( Havalandırma ve Klima Tesisatı 1985 )}$$

( I' lar için **Ek 1. Çizelge 10'** e bakınız )

### Ortalama iç kazançlar:

1 – İnsanlardan olan kazançlar :

$$\dot{q}_D = 75 \text{ W / kişi ( Duyulur ısı kazancı )}$$

$$\dot{q}_G = 40 \text{ W / kişi ( Gizli ısı kazancı ) ( Recknagel –Isıtma ve Klima Tekniği 1998 )}$$

İnsanlardan gelen toplam duyulur ısı kazancı:

18:00, 24:00 arası

$$\dot{Q}_D = 3 * 75 + 75 * 0.75 = 281.25 \text{ W ( 3 Yetişkin ve 1 çocuk için, çocuk için}$$

duyulur ısı kazancı hesabında yetişkin duyulur ısı kazancının % 75' i alındı – ASHRAE Handbook , Fundamentals 2005.sh.30.4. )

07:00, 18:00 arası

$$\dot{Q}_D = 1 * 75 + 75 * 0.75 = 131.25 \text{ W ( 1 yetişkin, 1 çocuk için ) olarak bulunur.}$$

2 – Pişirmeden gelen kazanç :

Sabah 8:00, Öğlen 12:00, Akşam 18:00 için

$$\dot{Q}_{PIŞ} = F_R * q_{gir.gaz.en} \quad ( 24 )$$

Radyasyon faktörü, konveksiyonlu fırın için;

$$F_R = 0.17 \quad ( ASHRAE Handbook, Fundamentals 2005.sh.30.7 tablo 4. A. )$$

$$q_{\text{gir.gaz en}} = (15 \text{ m}^3 / 30 \text{ gün} / 3) * 8250 = 0.16 * 8250 = 1320 \text{ kcal}$$

Yukarıda görüldüğü gibi, pişirme amaçlı enerjinin bulunması için, aylık ortalama ocak yükü olan  $15 \text{ m}^3$  gaz tüketimi önce 30 güne ve sonra her gün için 3 kez pişirme olduğu kabul edilerek 3'e bölünmüş, çıkan sonuç doğalgaz alt yakıt ısıl değeriyle çarpılmıştır.

$$\dot{Q}_{\text{PIŞ}} = 0.17 * 1320 = 224 \text{ kcal} / \text{h} = 260 \text{ W}$$

3 – Aydınlatmadan olan kazançlar için gece saatlerinde kullanılan aydınlatma armatürlerinin toplam güçleri alınmıştır.

4 – Havalandırmadan gelen gizli ısı kazancı: ( TSE 825 )

$$\dot{Q}_G = [ (\rho c_p)_{\text{hava}} / 3600 ] * \dot{V} * (w_{\text{dış.ay}} - w_{\text{iç.ay}}) * DS_{\text{SOĞ}} \quad (\text{W} / \text{K}) \quad (25)$$

$$\dot{V} = I * V + \dot{V}_{\text{taze hava}} \quad (\text{m}^3 / \text{h})$$

Taze Hava Miktarı (ASHRAE fundamentals 2005, sh.29.7)

$$\dot{V}_{\text{taze hava}} = 0.05 * A_{\text{ikl}} + 3.5 (N_{\text{ya}} + 1) = 19.75 \text{ lt} / \text{sn} = 71.1 \text{ m}^3 / \text{h} \quad (26)$$

$$A_{\text{ikl}} = \text{İklimlendirilmiş alan} (115 \text{ m}^2) \quad N_{\text{ya}} = \text{Yatak odası sayısı}$$

$$\dot{V} = 1 * 310.5 + 71.1 = 381.6 \text{ m}^3 / \text{h}$$

$$(\rho c_p)_{\text{hava}} / 3600 = 1.184 * 1006 / 3600 = 0.33 \quad (\text{W h} / \text{m}^3 \text{K})$$

İç şartlar için  $24 \text{ }^\circ\text{C}$ , % 50 bağıl nem varsayımı ile ;

$$w_{\text{iç.ay}} = 9.4 * 10^{-3} \text{ kg} - \text{nem} / \text{kg} - \text{kuru hava},$$

Bursa için soğutma mevsimi 6, 7 ve 8' nci aylar alınarak dış ortam özgül nemleri:

$$w_{\text{dış.ay}} \quad (\text{kg-nem} / \text{kg} - \text{kuru hava}) :$$

$$6.\text{ay için} \quad \rightarrow \quad 9.60 * 10^{-3} \quad \text{“} / \text{“} \quad (\text{Bulut 2001})$$

$$7.\text{ay} \quad \text{“} \quad \rightarrow \quad 10.80 * 10^{-3} \quad \text{“} / \text{“}$$

$$8.\text{ay} \quad \text{“} \quad \rightarrow \quad 9.00 * 10^{-3} \quad \text{“} / \text{“} \quad \text{olarak kabul edildi.}$$

( Pik soğutma günündeki saatlik soğutma yükleri **EK 1. Çizelge 9'** dadır. )

### Fan Yükleri:

Fan havalandırma yükü: ( ASHRAE Systems Handbook 2000 , sh.9.5.)

$$\dot{V}_f = \dot{Q}_D / 1.2 * ( T_{DİŞ} - T_{İÇ} ) \quad ( 27 )$$

$\dot{Q}_D$  = Duyulur Isı Miktarı,

$\dot{Q}_D = \dot{Q}_{İL}$  ( İletim ve havalandırma ile ısı kazancı )

$\dot{V}_f$  : lt / sn,  $\dot{Q}_D$  : Watt ( W ), T : Kelvin ( K )

### 3. 1. 2. Yakıt Hücreleri

Kimyasal enerjiyi doğrudan elektrik enerjisine çeviren elektrokimyasal cihazlardır. Ortada iyon ( yüklü parçacık ) iletimini sağlayan bir elektrolit ve onun iki yanına yerleştirilmiş gözenekli yapıda ve malzemelerine platin v.b.katalizörler katılmış bir anot ve bir katot' dan ibarettir. Şematik görünüşü **Şekil 3. 6.** dadır.

Y. H. ( Yakıt hücresi ) Sistemlerinin 5 ana elemanı vardır.

1. Yakıt akış kanalı,
2. Anot,
3. Elektrolit,
4. Katot,

5. Oksitleyici akış kanalı. Yakıt Y.H.' ne **yakıt kanalından** girer, oksitlendiği ve bir dış devre üzerinden dolaşacak olan elektronlarını bıraktığı **anoda** doğru ilerler. Oksitleyici ise hücreye oksitleyici **akış kanalından** girer ve dış devreden gelen elektronlarla birleşerek bir indirgenme reaksiyonunun gerçekleştiği **katoda** geçer.

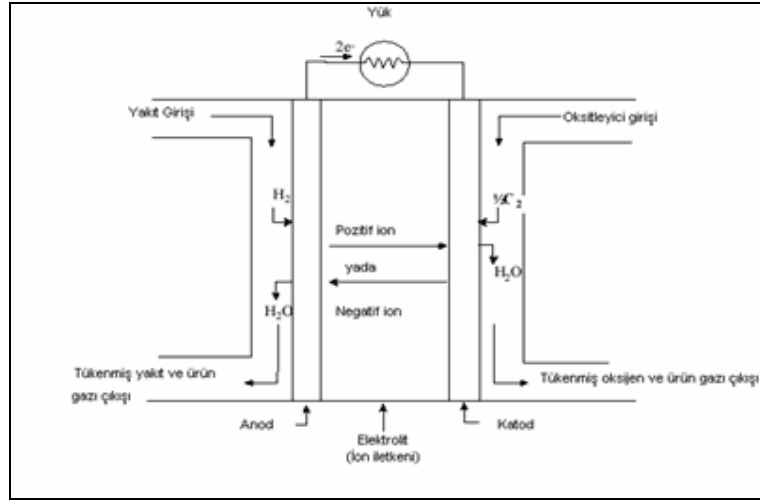
Reaksiyonu dengelemek üzere iyonlar anot ve katot arasında yer değiştirirler. Reaksiyonun detayları ve **elektrolit** içinde iyon dolaşımının kompozisyonu yakıt hücresinin tipine bağlıdır, fakat **net hücre reaksiyonu** aşağıdaki gibidir.





Y.H. Genellikle elektrolit tiplerine göre sınıflandırılır;

Yakıt Hücresi Tipi	+ İyon	- İyon
PEFC	H (+)	-
PAFC	H (+)	-
MCFC	-	CO <sub>3</sub> (-2)
SOFC	-	O (-2)



**Şekil 3. 6.** Bir Yakıt Hücresinin şematik görünüşü  
Kaynak : Ellis, M. W. 2002

### H<sub>2</sub> / O<sub>2</sub> - Yakıt Hücresi Tipleri:

**Alkalın Yakıt Hücresi ( AFC ):** Bu Y. H.'ndeki elektrolit düşük sıcaklık uygulamaları için % 35 – 50 KOH konsantrasyonludur. Apollo, alkalın yakıt hücresi 250 ° C da ( KOH : % 85 ) çalıştı. Alkalın elektrolitlerde oksijen indirgenme kinetiği asit elektrolitlerdekine göre daha hızlıdır ve AFC' lerde kıymetli olmayan metal katalizörler kullanılır. AFC' lerin Dezavantajları alkalın elektrolitlerin ( yani Na OH, K OH ) CO<sub>2</sub>' i reddetmemesidir. Bunun sonucu olarak AFC' ler saf H<sub>2</sub> ve saf O<sub>2</sub>' nin kullanıldığı özel uygulamalarla kısıtlıdır.

**Polimer Elektrolit Yakıt Hücresi ( PEFC):** Bu yakıt hücresindeki elektrolit iyi bir proton iletkenliği olan iyon değiştirici bir membrandır ( fluorinatl sülfonik asit polimeri ya da diğer benzer polimerler ).

Bu tip hücrelerde tek sıvı sudur, böylece korozyon problemleri minimumdur. Memrandaki suyun miktarı ve bunun kontrolü çalışma verimini etkiler. Yakıt hücresi membranı hidratlı kalmak ( su bulundurmak ) zorunda olduğu için hücre içinde üretilmiş olan suyun buharlaşması suyun üretiminden daha hızlı olmamalıdır.

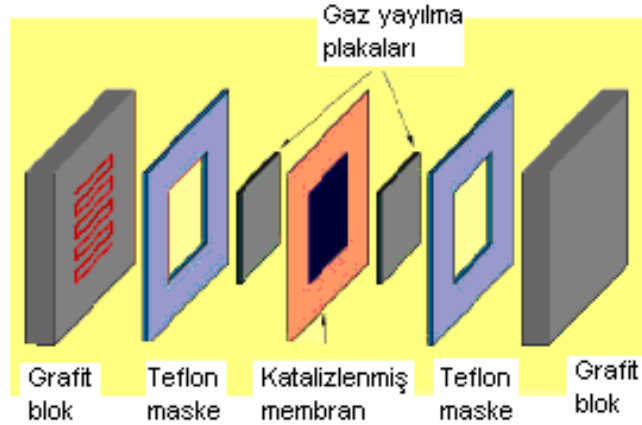
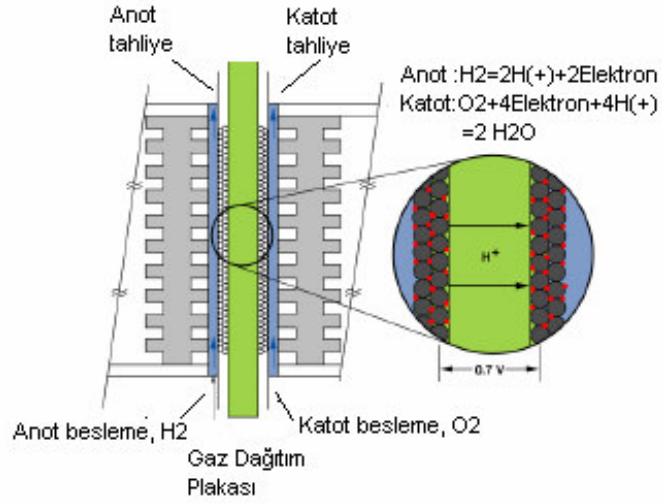
Polimer malzeme, su giriş çıkış dengesi ve işletme sıcaklığındaki kısıtlamalar nedeniyle genellikle sıcaklığı  $100^{\circ}\text{C}$ 'nin altında ve CO miktarı çok az yada hiç olmayan  $\text{H}_2$  i zengin bir gaz kullanılır, anotta ve katotta PAFC' lerde kullanılanlardan daha yüksek oranda katalizörler ( çoğunlukla platin ) gerekir.

**Fosforik Asit Yakıt Hücresi ( PAFC ):**  $160^{\circ}\text{C}$  -  $220^{\circ}\text{C}$  Sıcaklık aralığında çalışan bu tip hücrelerde elektrolit olarak konsantre fosforik kullanılır. Düşük sıcaklıklarda fosforik asit zayıf bir iyon iletkenliğine sahiptir ve anottaki platin katalizörün CO' le kirlenmesi olasılığı fazladır. Diğer genel asitlerle karşılaştırıldığında konsantre fosforik asitin bağıl olarak dengesi yüksektir ve sonuç olarak PAFC  $100^{\circ}\text{C}$  -  $220^{\circ}\text{C}$  sıcaklık aralığının üst limitlerinde çalışabilir. Ayrıca yoğunlaştırılmış asit kullanımı (  $\sim\%$  100 ) su buharını azaltır, böylece hücrede su kontrolü kolaylaşır. Asiti tutmak için matris formunda bir silikon carbide kullanılır ve elektro katalizör olarak anot ile katot'un her ikisinde de platin kullanılır.

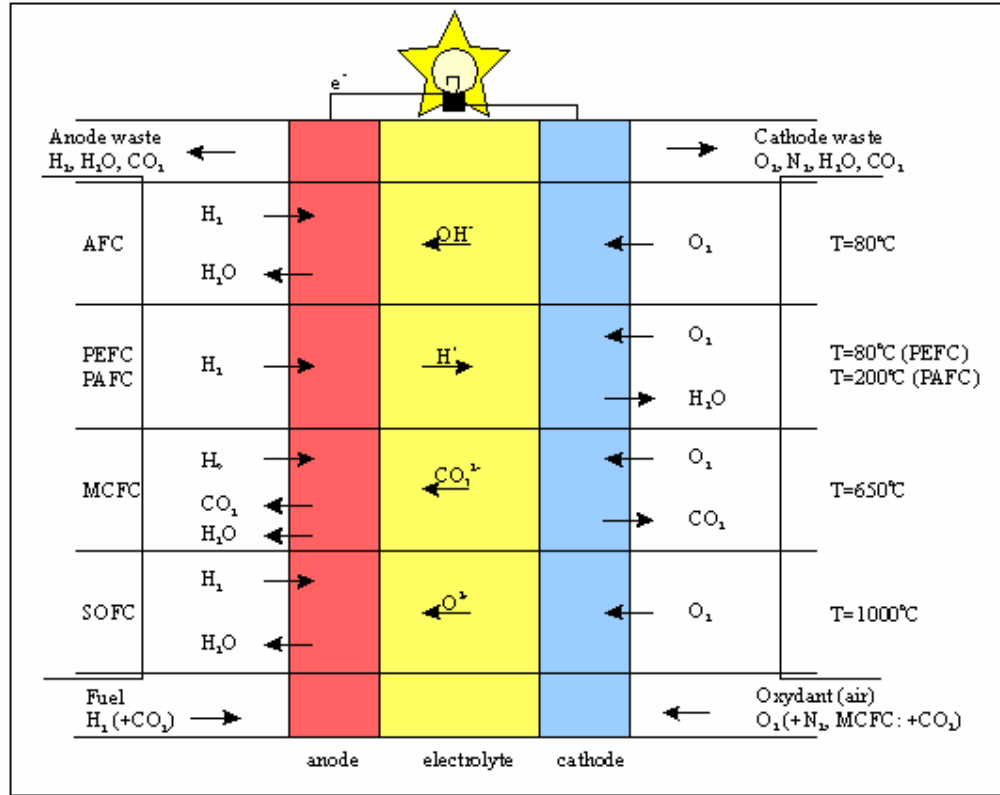
**Erimiş Karbonatlı Yakıt Hücresi ( MCFC ):** Bu tiplerin elektroliti genellikle alkali karbonatların ( Na, K, Li ) bir kombinasyonudur. Bu karbonatlar matrix formunda  $\text{LiAlO}_2$  bir seramik içine yerleştirilmişlerdir. Alkali karbonatlar yakıt hücresi içinde iyon iletkenliğini sağlayan karbonatlı erimiş bir tuz haline gelirler. MCFC' lerdeki yüksek işletme sıcaklıklarında reaksiyonu hızlandırmak için katalizör olarak nikel ( anotta ) ve nikel oksit ( katotta ) kullanılır ve kıymetli metaller gerekmez.

**Katı Oksitli Yakıt Hücresi:** Bunda elektrolit katı halde, gözenekli olmayan bir metal oksittir genellikle  $\text{Y}_2\text{O}_3$  -dengeli  $\text{ZrO}_2$  kullanılır. Hücre, oksijen iyonlarıyla iyonik iletkenliğin sağlandığı  $650 - 1000^{\circ}\text{C}$ ' ler arasında çalışır. Tipik olarak anot  $\text{CO} - \text{ZrO}_2$  ya da  $\text{Ni} - \text{ZrO}_2$  cermet ve katot  $\text{LaMnO}_3$  çirilmiş Sr'dir.

PEMFC Yakıt hücresinin yapısı **şekil 3. 7.**, tüm Y.H. tiplerinin elektrokimyasal reaksiyonları **şekil 3. 8.**, ana özellikleri ve kullanım alanları **çizelge 3. 6.** ve **çizelge 3. 7.**' dir.



**Şekil 3. 7.** PEM Yakıt Hücrelerinin yapısı  
**Kaynak :** Fuel Cell Handbook . 2002



Şekil 3. 8. Yakıt Hücrelerinin Kimyasal Reaksiyonları

Kaynak: National Fuel Cell Research Center 2000.

Çizelge 3. 6. Yakıt hücrelerinin ana karakteristikleri

	Elektriksel verim <sup>a</sup> (%)	Güç Yoğunluğu (kW / m <sup>2</sup> )	Çalışma Sıcaklığı (°C)	İlk Hareket Zamanı (dak.)
SOFC	50-65 (grp.) 45-50 (sist.) >74 (hybr.)	1,5 - 2,6 <sup>b</sup>	800 - 1000	Saatler
MCFC	50 - 60 (sist.) 55 - 70 (hybr.)	0,1 - 1,5	650 - 800	Saatler
PAFC	40 - 50 (grp.) 41 (sist.)	0,8 - 1,9	160 - 210	Saatler
PEMFC	40 - 55 (grp.)	3,8 - 6,5 <sup>c</sup>	50 - 100	Saniyeler – Dakikalar
AFC	45 - 60 (grp.)	0,7 - 8,1	60 - 100	Dakikalar
DMFC	40 (grp.)	0,7 - 8,1	50 - 200	Dakikalar

a: 1. Kanun verimleri. Kojenerasyon dahil edilmediği için bu değerler karşılığı olan 2. kanun değerlerine çok yakındır.

b: Güç yoğunlukları 20 kW/m<sup>2</sup> olarak bildirilmiştir.

c: Ballard Power Sistem Dow Chemical 'ın bir deney membranını kullanarak 1987' de 21,5 kW/m<sup>2</sup> olarak bildirmiştir.

Kaynak: Wagner ve Czup 1999.

**Çizelge 3. 7.** Yakıt hücrelerinin kullanım alanları

Büyüklik ( kW )	Uygulama alanı	Kullanıcılar	Y.H. teknolojisi
Micro (< 1kW )	Taşınabilir, kişisel	Ticari	PAFC / PEFC
Küçük ( 1 – 5 kW )	Evsel	Yardımcı üniteler / ticari	PAFC / PEFC / SOFC
	Kesintisiz güç ( UPS )	Ticari	
Orta ( 5 – 300 kW )	Uzaktan kumandalı uygulama	Yardımcı ünite	
	Ticari, endüstriyel	Yardımcı ünite	PAFC / MCFC / SOFC / PEFC
	Otomotiv	Ticari / yardımcı ünite	
	Uçak	Ticari	
	UPS	Ticari / yardımcı ünite	
Büyük ( 100 kW – 50 MW )	Taşımacılık (lokomotif-otobüs) uçak-gemi	Ticari	MCFC / SOFC bileşik durumda
	Enerji endüstrisi <sup>a</sup>	Ticari / yardımcı ünite	Gaz türbini

a - Bileşik ısı güç santralleri.

**Kaynak:** Kordesch 1984.

Yakıt Hücrelerinin termodinamik analizi için ek bilgiler **Ek 2.**' dedir.

### **Y.H. için alternatif yakıtlar ( Thorstensen 2001 )**

1 - Hidrojen: Yakıt işleme gereksinimi olmadan kullanılabilmesi nedeniyle Y.H. için ideal bir yakıttır. Bugün için büyük miktarlarda üretilmesi ve dağıtılması söz konusu değildir. Pek çok malzemeye difüzyon kabiliyeti, metal hidrid oluşturması ve patlama tehlikesi hidrojen kullanımındaki problemler olarak gözükmemektedir. Ekseriyetle endüstriyel uygulamalar için hidrojen üretimi doğalgazdan yapılmaktadır. Bu süreçte, doğalgaz enerjisinin %5 ' den fazlası kaybolmaktadır ( **Rostrup Nielsen1993** ).

H<sub>2</sub> , Sudan fototermal / foto katalitik ayrılma ya da elektroliz yöntemiyle üretilir.

2 - Doğalgaz: Bol miktarda saf olarak bulunması nedeniyle Y.H.' nin en çok kullandığı yakıttır. Geniş dağıtım şebekeleriyle taşınması dünya çapında kullanımını kolaylaştırmaktadır. Sıkıştırılmış ( CNG ) ya da sıvılaştırılmış ( LNG ) olarak depolanabilmektedir.

Hacmi ve enerji yoğunluğu, sıvılaştırmadaki güçlüklerle rağmen LNG‘ nin tercih edilen özellikleridir. Doğalgaz H<sub>2</sub>, metanol ya da kükürtsüz dizel yakıtı olmak üzere işlenebilir. Son ikisi için işlenirken doğalgazın enerjisinden yaklaşık % 40 kayıp vardır. Bu nedenle doğrudan kullanılması tercih edilir.

3 - Metanol: Taşımacılıkta petrolün ve diesel oil'in yerine geçebilecek bir alternatif yakıt olarak her zaman düşünülen metanol, atmosfer basıncında ve oda sıcaklığında sıvı fazda olduğu için mevcut petrol hatlarında dağıtımı uygundur. Yine de zehirleyici özelliği sorun yaratmaktadır. Metanol, biyokütleden ( biomass ) ve ana kaynak maddesi olarak en çok doğalgaz' dan üretilebilir. Doğalgaz' dan elde edilirken yüksek enerji kayıpları nedeniyle biyokütleden dönüştürme yöntemi gelecekte tercihini zorunlu hale getirecektir. Düşük sıcaklıklar gerektiğinde, H<sub>2</sub>'i doğalgaz yerine metanol' den üretmek daha kolaydır. Çalışma sıcaklıkları arttığında ( 150 °C ), yakıt yenileme işlemi; Y.H. gurubuna termal olarak entegre vaziyette ya da Y.H. anodunun içinde gerçekleştirilir. Diğer alkoller de Y.H. için potansiyel enerji kaynağıdır. Etanol, metanol gibi zehirleyici olmadığından ve ona benzer birçok özelliği nedeniyle dikkat çekicidir.

4 - Diesel oil: Bugün değişik kalitelere bol miktarda bulunmaktadır. Birim miktarında yüksek enerji taşımaktadır. Y.H. Sülfüre çok hassas olduğundan kullanımından önce diesel oil'e desülfürizasyon işlemi yapılmalıdır. Değişik yakıtların özellikleri **çizelge 3. 8.** ' de gösterilmektedir.

**Çizelge 3. 8.** Y.H. İçin alternatif yakıtlarla ilgili bilgiler

Yakıt	Yoğunluk (gr / cm <sup>3</sup> )	Enerji miktarı ( MJ / lt )	CNG' ye göre enerji başına bağlı hacim (%)	CNG' ye göre MWh başına bağlı maliyet(%)	CNG' ye göre bağlı CO <sub>2</sub> emisyon (%)
H <sub>2</sub> ( 200Atm )	0,02	2,8	245	225	0
CNG(200Atm)	0,14	6,8	100	100	100
LNG (-160 C)	0,46	22,3	30	115	110
Methanol	0,79	17,8	39	165	122
Diesel Oil	0,85	38,5	18	140	130

**Kaynak:** US Congress Office of Technology Assessment 1986.

Yakıt hazırlama: Yakıt ve Y.H. seçimi, yakıtın işlenmesini, kullanımını, toplam maliyeti, işletme maliyetini ve verimini etkiler. Hidrokarbon yakıtların işlenmesi genellikle buhar oluşumunu takip eden bir yer değiştirme reaksiyonundan ibarettir. Böylece, hidrokarbonlar H<sub>2</sub> 'e dönüşerek bütün Y.H. tiplerini doğrudan besleyebilirler.

Örnek: Doğalgaz için,  $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2$

Bu işlemler, yüksek sıcaklıklarda nikel gibi katalizörler üzerinde gerçekleşir. Ürün gazlarının kompozisyonunu, buhar / metan oranı, basınç, sıcaklık vb. işlem şartları belirler.

Y.H. Sistemlerinde yakıt hazırlama 3 farklı şekilde gerçekleştirilebilir.

1- Dış üniteye yakıt yenileme ( ER = External Reformation ): Proses donanımı Y.H. gurubunun dışındadır. Bu düşük ve orta sıcaklıklı Y.H. tipleri için uygundur, çünkü proste oluşan sıcaklık Y.H.'nin çalışma sıcaklıklarından yüksektir. Yakıt yenilemeden hemen sonra çoğunlukla gaz temizleme işlemi yapılır. Özellikle düşük sıcaklık hücreleri CO gibi ürünlere karşı çok hassastır.

2- İç üniteye yakıt yenileme ( IR = Internal Reformation ): Ekipman termal olarak Y.H. gurubunun içinde entegre vaziyettedir. Bütün yüksek sıcaklıklı Y.H.tiplerinde kullanılabilir ve termal kayıpları azdır.

3- Doğrudan Y.H. ile bütünleşik yakıt hazırlama ( DIR = Direct Integrated Reformation ): Anot yakıt üretici bir eleman gibi davranır. Tüm yüksek sıcaklıklı Y.H. tiplerinde termal bir bütünlük sağlar. Endotermik oluşum reaksiyonu nedeniyle Y.H. içinde termal olarak oldukça yüksek sıcaklık farkları olabilir. Çıkan gazların temizliği mümkün değildir, zararlı ' kok' oluşturup Y.H. elektrotu üzerinde birikebilir.

Y.H.' ndeki yakıt reaksiyonları:

Yakıt hazırlama sırasında elde edilen H<sub>2</sub> elektrokimyasal olarak Y.H.' nde oksitlenir.



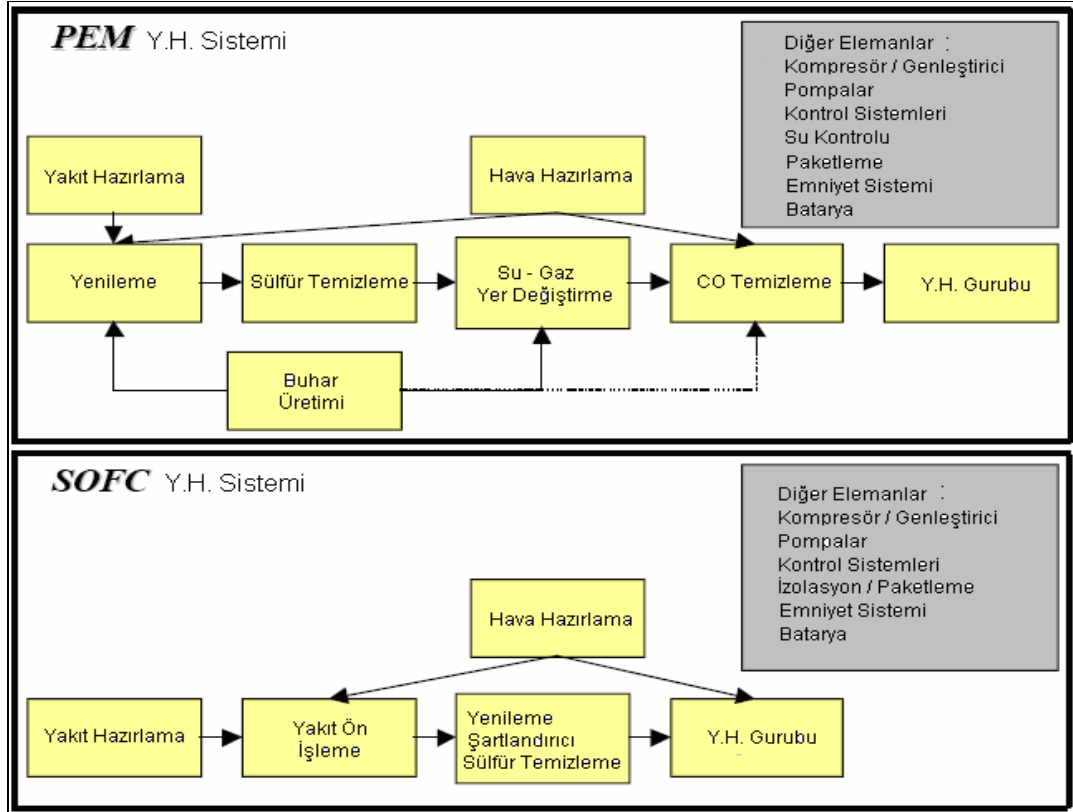
O<sub>2</sub> İyonları elektrolit içinde taşınır. Bu bütün Y.H. tiplerinde yer alan bir reaksiyondur. Buharlaştırmanın alternatifi hidrokarbonların doğrudan elektrokimyasal reaksiyonudur. Bu işlem, anottaki hidrokarbonların elektrolitte elektrokimyasal olarak taşınan oksijen iyonlarıyla yüksek sıcaklıklarda doğrudan oksitlenmesiyle gerçekleşir.



Doğrudan oksitlenmede hidrokarbonların tümü  $\text{O}_2$  iyonlarıyla tamamen oksitlenmelidir. Farklı bir dönüşüm, örneğin mevcut buharla hidrokarbonların buharlaşması ya da kısmen oksitlenmesi önlenmelidir. Bunun için, elektro katalitik yüzeye ( anot ) kıymetli madenler yerine iletken ve aktif katalitik metal oksitler konulur.

### PEMFC ile SOFC' in Karşılaştırılması:

Her iki tip Y.H. için gerek yardımcı ünite olarak gerekse evsel uygulamalardaki kullanımda donanım farklılıkları yoktur ( Şekil 3. 9. ). PEMFC Taşımacılıkta kullanılıyorsa dış kaynaklı su gereksinimi azaltılır ya da kaldırılır. Bu, yardımcı ünite olarak kullanılan PEMFC' in esas sorunudur. İlk çalıştırma, her iki tip Y.H. için de dışarıdan elektrik verilmemesi halinde, bataryalarla sağlanır.



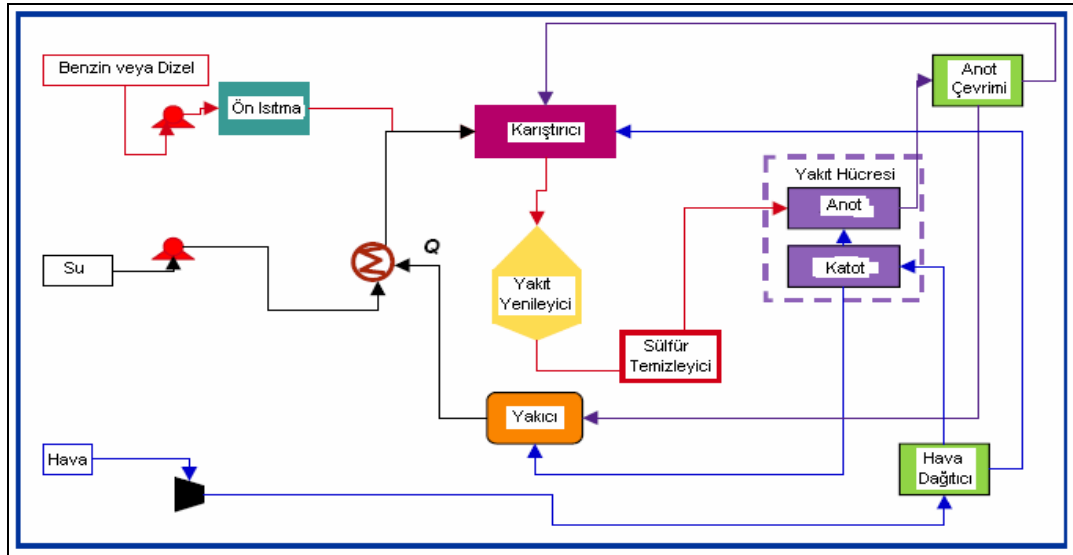
Şekil 3. 9. PEMFC ve SOFC Y.H. Sistemlerinin Alt Sistem Elemanları

Kaynak: Fuel Cell Handbook, 2002.



SOFC' de Ana elemanlar; Y.H. gurubu, yakıt işlemcisi, ısı kontrol sistemidir. Yüksek sıcaklıklarda (  $\sim 800^{\circ}\text{C}$  ) CO ve farklı yakıt kullanımlarına uygundur. Anot ve katot sıcaklıkları  $600^{\circ}\text{C} - 850^{\circ}\text{C}$  arasında olduğundan sistem verimini korumak için yüksek sıcaklık reküperatörleri gereklidir. Bunlar pahalı malzemelerdir. Hidrokarbonlar, Y.H. gurubu içinde dönüştürülebilirse toplam exotermik reaksiyon azalır ve soğutma gereksinimi düşer. Sülfürsüz yakıt kullanılırsa veya Y.H. sülfüre toleranslı ise sistem daha da basitleşir. Bu durumda reformerden Y.H.' ne yakıt doğrudan verilir. Anottan çıkan atık gazların tümü reformer' e buhar vermek için yeniden kullanılır, ayrı bir su kontrol ünitesine gerek kalmaz. Bunun için, bir sıcak gaz dolaşım sistemine ihtiyaç vardır.

Aşağıdaki **Şekil 3. 10.** SOFC' li bir yardımcı ünitenin tesisat şemasını göstermektedir. Yakıt hazırlayıcı ve katot için gerekli hava bir kompresörde sıkıştırılıp dağıtıcıya gönderilir. Şekildeki harici su çoğunlukla gerekmez, çünkü SOFC' de sudan oluşan anot gazları tekrar dolaştırılarak gereken su verilmiş olur. Reaksiyona girmemiş olan atık anot gazları bir artçı yakıcıda taze yakıtla zenginleştirilerek kullanılır. SOFC' de atık gazlardan entalpi geri kazanımıyla alınan  $400^{\circ}\text{C}$  ile  $600^{\circ}\text{C}$  lik ek bir enerji vardır.

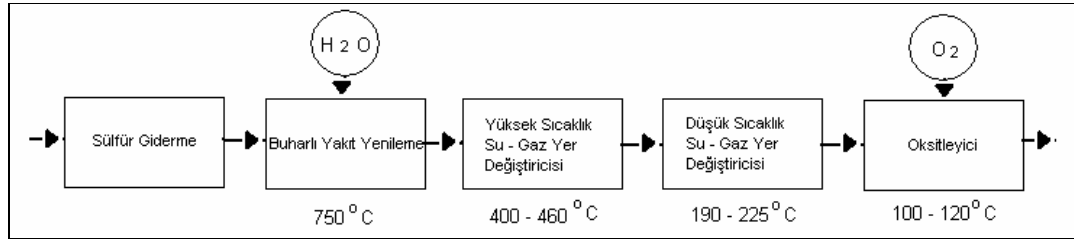


**Şekil 3. 10.** SOFC Ön Yakıt Hazırlama Proses Diyagramı

**Kaynak:** Fuel Cell Handbook, 2002.

PEMFC Gurup teknolojisi işletme şartlarında kaliteli bir yakıt hazırlamak için su – gaz yer değiştirme reaktörleri, CO atma işlemleri gerektirir. Aynı şekilde Y.H. gurup sıcaklığı ve nem ihtiyacı, ısı atmak için radyatör gerektirdiği gibi bir de su kontrolunu gerektirmektedir. Elektroliti hidratlamak, yakıt sistemine ve su – gaz yer değiştirme reaksiyonuna gereken suyu vermek, CO temizleyiciye ek buhar sağlamak, su kontrolünü çok önemli hale getirmektedir. Bazı yakıt hazırlayıcılar, PEMFC’ in anot ve katodundaki reaktanların kısmi basınçlarını arttırarak verimi yükseltir. Basınçlandırma, atmosfer basıncının üstündeki basınçlarda gurubun içinde buhar üretimini sağlamak için, sıcaklığın  $100^{\circ}\text{C}$ ’ in üstüne çıkmasına yardımcı olur. PEMFC sisteminde yakıt hazırlayıcı ( exotermik veya endotermik  $\sim 850^{\circ}\text{C} - 1000^{\circ}\text{C}$  ), yer değiştirme reaktörleri ( exotermik  $150^{\circ}\text{C} - 500^{\circ}\text{C}$  ), CO temizleyici (öncelikle exotermik  $50^{\circ}\text{C} - 200^{\circ}\text{C}$  ) ve Y.H. gurubu ( exotermik  $80^{\circ}\text{C}$  ) vardır. Her reaksiyon bölgesi çok farklı sıcaklık aralığında çalışmaktadır, bu sistemin bütünlüğünü ve ısı atmayı zorlaştırır. Elemanların, istenen yüzey sıcaklığına düşmek için izole edilmesi, sistemin hacmini arttırdığından yüksek sıcaklığa dayanıklı olması tercih edilir.

PEM için bir yakıt hazırlama prosesinin örneği **şekil 3. 11.**’ de gösterilmiştir. İşletme koşulları açısından PEM ve SOFC’ in karşılaştırması **çizelge 3. 9.**’ da verilmektedir.



**Şekil 3. 11.** PEMFC Sistemi Yakıt Hazırlama ve Temizleme Proses Diyagramı

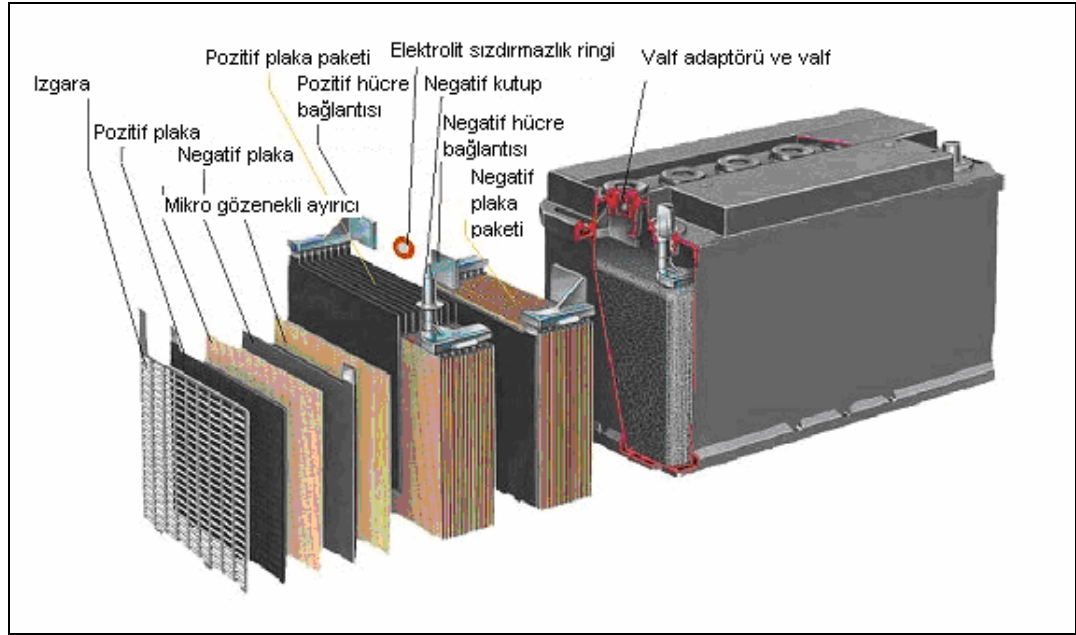
**Kaynak:** Wallmark C. Alvfors P. 2002

**Çizelge 3. 9.** PEMFC ile SOFC Sistemlerinin İşletme Koşullarının Mukayesesi

<b>Konular</b>	<b>PEMFC</b>	<b>SOFC</b>
İşletme Sıcaklığı	Y.H.: 80 -100 °C YakıtYenileyici:650-1000°C	650 -1000 °C
CH <sub>4</sub> Yenileme	Harici	Harici
CO Kontrolü	Anot için kötü < 10 ppm olması gerekir	Anotta Su – Gaz Yer değiştirme reaksiyonunda
Sülfür Kontrolü	Elektrot için kötü, < 5 ppm yapmak için sorbent ister	Toleranslı ama azaltılması gerekli
Su Kontrolü	Membran hidrasyona hassas, anot ve katot akımları için gerekli	Sorun değil, anotta üretilen su ( su – gaz ) yer değiştirme reaksiyonuna katılır
Isı	Düşük sıcaklıkta ( 70 -90 ° C ) atık ısı	Yüksek sıcaklıkta ( 650 -1000 ° C ) atık ısı
Kojenerasyon Kabiliyeti	50 -60 °C Su ısıtma	Endotermik yakıt hazırlama, su ve ev ısıtma

### 3. 1. 3. Yakıt Hücreleri için Kurşun – Asit Bataryalı Hibrid Sistemler:

Kurşun – Asit Tipinde bir akü'nün tipik bir görüntüsü aşağıdaki **Şekil 3. 12.** ' de gösterilmektedir.



**Şekil 3. 12.** Kurşun – Asit tipte bir akü konstrüksiyonu  
**Kaynak :** [www.mpower.com/custom](http://www.mpower.com/custom) power solutions

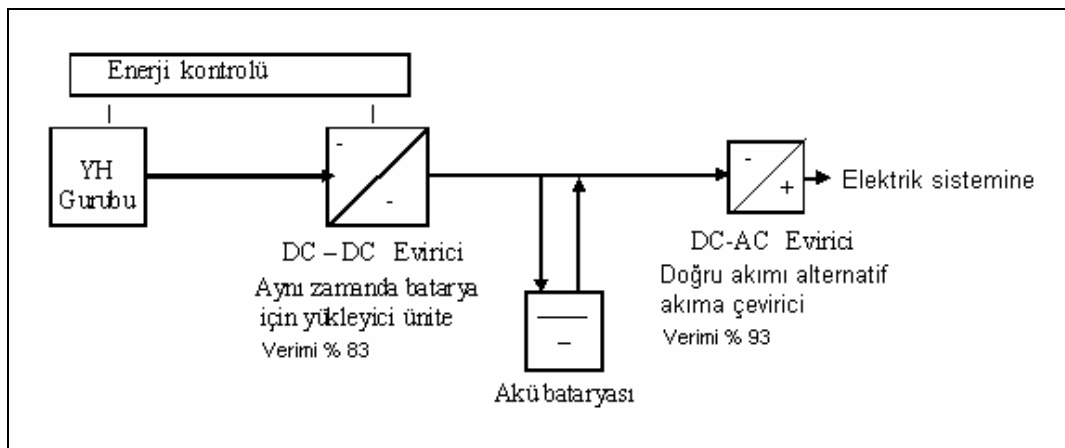


**Şekil 3. 13.** Hibrid Sistemin farklı çalışma durumları için Y.H., Akü kapasitesi arasındaki ilişki

**Kaynak :** Jossen 2005

Kurşun – Asit Aküler’de sıvı elektrolit nemli ayırıcıların içinde taşır ve sızdırmaz bir şekilde kılıflanır, bakım istemez. Akü dolarken ve boşalırken çıkan gazların tahliyesi sağlanır. Sızdırmaz kurşun asitli ( sealed lead acid: SLA ) ve valf ayarlı ( valve regulated lead acid: VRLA ) olmak üzere 2’ye ayrılırlar ( **Dürr ve ark.2005** ). Kurşun asitli bir akü **şekil 3. 12.’** dedir ( [www.mpower.com](http://www.mpower.com) ). Akülerin avantajları düşük maliyette büyük bir enerji deposu olabilmeleridir. Hızla doldurulabilirler. Y.H. İse düşük yüklerde verimsiz çalışırlar ve pahalıdırlar. Aküler ilk çalışmada Y.H.’ ni desteklerler. Düşük güçteki uzun süreli çalışmalarda ya da orta ve yüksek güçte, yük bataryadan karşılanır. Y.H. Sadece bataryayı doldurur ( eğer doluluk durumu minimum bir seviyenin altına inmişse ). Başka bir olasılık Y.H.’ni yardımcı güç kaynağı gibi kullanarak bataryayı tam dolu hale getirmektir.

Bir hibrid sistemin özelliklerini analiz edebilmek için; örneğin. toplam yakıt tüketimini farklı kapasitelerin ve işletme parametrelerinin bir fonksiyonu olarak analiz etmek için, sayısal simülasyon gereklidir. Bu nedenle literatürden bilinen Y.H. ve kurşun asit bataryalar kullanıldı. Kütle transferi, termodinamik davranışlar ve diğer fiziksel ve kimyasal prensipler gibi temel prensiplere göre mekanik modeller vardır. Bu modellerin dezavantajları, belirlenmesi gereken çok sayıda parametre olmasıdır. Ampirik modeller daha basittir, parametre sayıları daha az ve belirlemek daha kolaydır.



**Şekil 3. 14.** Y.H. İçin akülü hibrid sistem şeması

**Kaynak:** Jossen 2005

Hibrid sistemlerin avantajı, sadece Y.H. veya sadece akü kullanılan durumlar karşılaştırılınca anlaşılır, amaca göre Y.H. ve akü kapasiteleri arasındaki ilişkiler **şekil 3. 13.**‘ dedir. Pik yükler ve düşük güçler için hibrid sistemler avantajlıdır. Yüksek güçteki küçük bir akü pik yükleri paylaşmak için Y.H. ile ortak çalışabilir. Farklı bir uygulama da uzun süreli düşük güçlerde veya orta ve yüksek güç talep edilen sürelerde akünün devrede kalıp, Y.H.’nin akünün doluluk durumu ( state of charge: SOC ) min. bir düzeye indiğinde aküyü doldurmak için çalıştığı ve böylece akünün sürekli dolu tutulduğu durumdur. Enerji üreticisi ( Y.H. ), depolayıcı ( akü ) ve yük arasında bir enerji kontrol sistemi ile kararlı güç çıkışları sağlanır. Bunun için DC – DC evirici Y.H. nin çıkışında hem aküye DC dolum gücü verir hem de TES’ in istediği AC için ayrıca eklenmiş olan bir DC – AC eviriciye talep edilen gücü verir ( **Şekil 3. 14** ).

Akü doluluk durumu  $SOC < 0.20$  olunca en az 0.80 olana kadar Y.H. tarafından doldurulur. İki tür doldurma tekniği vardır.

Hızlı doldurma : Bir zaman saati ile (  $0.50 * \text{boşaltım hızı}$  ) saydırılarak dolumdaki pik tespit edilir ve batarya doldurma voltajının düştüğü gözlenince dolum sona erdirilir ( 3-5 saat ) .

Sabit akım sabit voltaj ile doldurma: Sabit akımla ( örn.10 A ) ilk 8.5 saat dolum yapılır, bu sürenin sonunda Y.H. akımı düşürülür. Dolum hızı yaklaşık (  $0.10 * \text{boşaltım hızı}$  ) .

**Elektrokimyasal Batarya Modelleme:** Batarya modellemenin en kolay yolu elektrokimyasal prensiplere dayanır. Bu modellerde termodinamik ve quantum etkileri ihmal edilir, neticede bu modeller depolanan enerjiyi tahmin edebilirken ne yük altında voltajın zamanla değişimini ne de raf ömrüyle ve sıcaklıkla bu değişimi modelleyebilirler.

Bataryanın sabit akımla boşalma zamanı arttıkça boşalma akımının azaldığı Peukert denklemiyle bellidir ( [www.thermoanalytics.com](http://www.thermoanalytics.com) ) .

$$I^n * t_i = \text{Sabit} \quad (31)$$

$n =$  Batarya sabiti ( Kurşun asit Batarya için 1.25 )

$I =$  Boşaltma akımı ( Amper )

$t_i =$  Akım boşaltma süresi ( Saniye )

Peukert denklemi; bir akım boşalması ve boşalma hızıyla, diğer bir akım boşalması ve boşalma hızı arasındaki ilişkiyi belirleyecek şekilde

$$C_1 = C_2 * (I_2 / I_1)^{n-1} \text{ yazılabilir.} \quad (32)$$

$C_{1,2}$  = Boşaltma (deşarj) hızları

Sabit boşaltma hızında doluluk durumu bu ilişkiden;

$$SOC = 1 - (I * t) / C, \quad (33)$$

Sabit olmayan hızlar için değiştirilerek kısa zaman aralıklarına göre ;

$$\Delta SOC = \frac{I_2 * \Delta t}{3600 * C_1 * \left( I_2 / I_1 \right)^{n-1}} \text{ yazılabilir.} \quad (34)$$

Verilen zaman diliminde, çekilen  $I_2$  akımına karşılık gelen boşalma hızı  $C_1$  yukarıdaki denklemde yerine konularak  $\Delta SOC$  bulunur.  $SOC < 0.20$  iken dolum başlatılır, % 100' de veya % 80' de bitirilebilir. Batarya 12 Volt ise dolum 13.4 V' da bitirilir. Batarya voltajı 11.4 V' a düşünce dolum başlatılır.

$E_0$  : Tam dolu iken batarya açık devre voltajı.

$$E_0 = 11.4 \text{ V} \quad SOC = 0$$

$$E_0 = 13.4 \text{ V} \quad SOC = 1$$

Shepherd modeli: En çok bilinen ve uygulanan modeldir. Bataryanın voltaj ve akım cinsinden doğrudan elektrokimyasal davranışını temsil eder. Verilen bir güç çekişinde batarya voltajını ve doluluk durumunu elde etmek için Peukert deklemiyle bağlantılı olarak çok sık kullanılır.

$E_t$ , (V) Batarya terminal voltajı ,  $R_i$ , ( $\Omega$ ) Batarya iç direnci

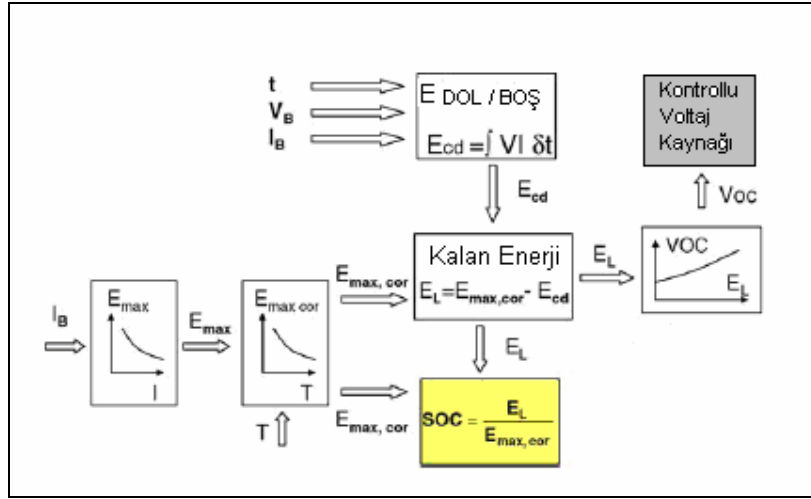
$K_i$ , ( $\Omega$ ) Batarya polarizasyon direnci ,  $Q$ , (Ah) Batarya kapasitesi

$I$ , (A) Bataryadan çekilen akım ve

$$f = \int I \frac{dt}{Q_0} = I \frac{\Delta t}{Q_0} = \frac{\text{Birikmiş } A \text{ (Ah)}}{\text{Tam Batarya Kapasitesi}} \text{ ise,} \quad \text{batarya terminal voltajı}$$

$$E_t = E_0 - R_i * I - K_i * \frac{1}{1-f} \text{ dir.} \quad (35)$$

Y.H. için Dürr'ün Dinamik Batarya Modelleme algoritması aşağıdaki **Şekil 3. 15.**'dedir ( Dürr 2006 ). Buna göre, bir yüke bağlanan akünün ilk  $I_B$  akımıyla sahip olduğu max. mevcut enerji tahmin edilebilir, bataryadan çekilen akım dinamik olarak hesap edilebilir ve bataryadaki ilk enerjiden çıkarılır, böylece kalan batarya enerjisi ve doluluk durumu bulunur. Kalan enerji bilinince bataryanın yeni açık devre voltajı diyagram'dan bulunur.



**Şekil 3. 15.** Dinamik Batarya Modelleme Algoritması  
**Kaynak :** Dürr 2006

### 3. 1. 4. Isı Pompası

İdeal buhar sıkıştırırmalı ısı pompası çevrimi ile ideal buhar sıkıştırırmalı soğutma çevrimleri aynıdır ( **Şekil 3. 16.** ). Fakat ikisinin amacı farklıdır. Isı pompasında amaç yoğuşturucudan çekilen ısının ısıtma, sıcak su üretme ve endüstriyel prosesler gibi faydalı işlerde kullanılmasıdır. İdeal buhar sıkıştırırmalı ısı pompası çevriminin hesapları aynı soğutma çevriminin hesapları gibi yapılır ( Yamankaradeniz 1995 ). İdeal buhar sıkıştırırmalı ısı pompasının ideal ısıtma tesir katsayısı:



$$ITK_i = \frac{Q_y}{W_{k,12s}} \quad (36)$$

İdeal buhar sıkıştırmalı soğutma çevriminin ideal soğutma tesir katsayısı:

$$STK_i = \frac{Q_b}{W_{k,12s}} \quad (37)$$

$$ITK_i = STK_i + 1 \quad (38)$$

Burada;  $Q_y$  = Yoğuşturucudan çekilen ısı,

$Q_b$  = Buharlaştırıcının çektiği ısı,

$W_{k,12s}$  = Kompresörün sıkıştırma işidir.

Her ısı makinesinin ekonomikliğinin ölçüsü alınan gücün verilene oranıdır, mutlaka 1'den küçüktür. Alınan gücün verilen güce oranı soğuk taraftan ısı girişi nedeniyle ısı pompasında daima birden büyüktür. Bu nedenle verim olarak değil güç katsayısı ( veya tesir katsayısı ) olarak adlandırılır.

Kompresörde sıkıştırma işinin adyabatik olduğu çevrimi ( Şekil 3. 16.) inceleyelim;

$$-W_{k,12} = m_s ( h_2 - h_1 ) \quad (39)$$

Mutlak değer olarak  $W_{k,12} > W_{k,12s}$

Kompresörün iç verimi ( izentropik ):

$$\eta_{ik} = \frac{W_{k,12s}}{W_{k,12}} = \frac{h_{2s} - h_1}{h_2 - h_1} \quad (40)$$

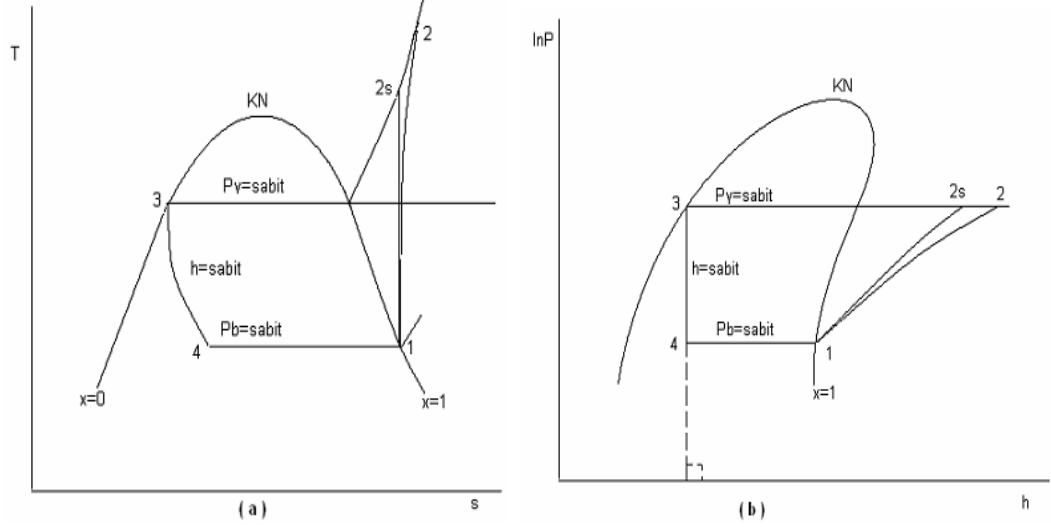
$$Q_y = Q_{23} = m_s ( h_2 - h_3 )$$

$$Q_b = Q_{41} = m_s ( h_1 - h_4 )$$

Kısılma vanasında,  $h_3 = h_4$

$$ITK = \frac{Q_y}{W_{k,12}} = \frac{h_2 - h_3}{h_2 - h_1} \quad \text{ve} \quad (41)$$

$$STK = \frac{Q_b}{W_{k,12}} = \frac{h_1 - h_4}{h_2 - h_1} \quad \text{olarak ifade edilir.} \quad (42)$$



**Şekil 3. 16.** Kayıplı Buhar Sıkıştırılmalı Isı Pompası Çevrimi T-s ve ln P-h Diyagramı  
**Kaynak:** Yamankaradeniz 1995

Carnot'ya göre ısı pompasında;  $ITK = \frac{T_{SIC}}{T_{SIC} - T_{SO}} = STK + 1$  dir.

II. Kanun verimi:  $\eta = \frac{ITK}{ITK_{CARNOT}}$  (Recknagel 1745 – 1746)

Mevsimsel Enerji Verimliliği:

$$SEER = \frac{\text{Mevsimlik Toplam Soğ. Gücü (Btu/h)}}{\text{Çekilen Elk. Güç (W)}} \quad \text{İngiliz birim sisteminde} \quad (43)$$

$$\text{Performans katsayısı: } COP = \frac{\text{Kullanılan Güç}}{\text{Çekilen Elk. Güç}} \quad \text{Avrupa ( EN ) biriminde} \quad (44)$$

$$\text{Duyulur ısı oranı: } \Psi = \frac{Q_D}{Q_{TOP}} \quad (45)$$

$$\dot{Q}_D = \text{Duyulur ısı ( W ) , } \quad \dot{Q}_{TOP} = \dot{Q}_D + \dot{Q}_G, \quad \dot{Q}_G = h_{SB} * \dot{W} \quad ( W )$$

$$h_{SB} = \text{Buharlaştırma entalpisi ( J / kg su ) , } \quad \dot{W} = \text{Alınan nem miktarı ( kg su / sn.)}$$

Duyulur ısı oranı, cihazın iç ortam şartlarını sağlayabilmesi için çıkışında olması gereken hava koşullarını belirleyen bir özelliğidir ( klimada şartlandırılmış havanın santralden mahale gidiş doğrultusunu psikrometrik diyagramda göstermeye yarar ). Isı pompasının ITK ve STK değerleri **Ek 1. Çizelge 11.** üfleyici özellikleri **Çizelge 12'** dedir.

### 3. 2. Yöntem

#### 3. 2. 1. Sistemin Tanıtımı

Toplam enerji sistemi ( TES )' ne göre bir yakıt hücresi gurubu evin elektrik ve termal gereksinimlerinin her ikisini birden temin eder. TES' in Tesizat şeması **şekil 3. 17.'** de gösterilmektedir. Sistem, aşağıdaki alt sistemlere bölünmektedir.

- Yakıt hücresi gurubu
- Termal depolama tankı
- Evsel kullanım sıcaksu ( domestik su ) ısıtma sistemi
- Termal ev ısıtma sistemi
- Isı pompası sistemi

Bir mesken için TES modeli; yakıt hücreli / ısı pompalı / ısı depolama ( sıcak su deposu ) tanklı, elektriksel yükün tümünü elektrik şebekesinden bağımsız şekilde öncelikli olarak karşılayan bir sistem olarak belirlenmiştir. Model, girdi olarak saatlik elektriksel yük taleplerini alır ve her saat bu talep için yakıt hücresinin kullandığı minimum yakıt miktarını hesaplar ( Güneş 2001 ).

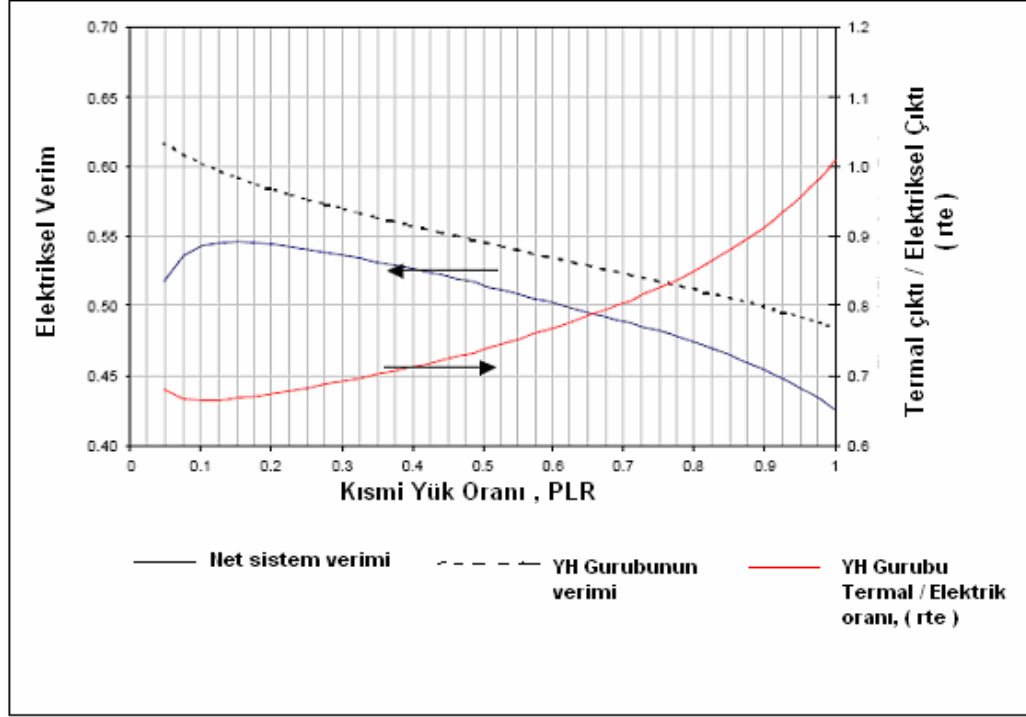


$\dot{E}_{YH}$ = Y. Hücresi gücü ( kW )	$T_{YHS}$ = Y.H.' den soğutucunun
$\dot{E}_{LA}$ = Aydınlatma ve elektrikli cihaz gücü ( kW )	çıkış sıcaklığı ( °C )
$\dot{E}_F$ = Fan elektrik gücü ( kW )	$T_{DG, I}$ = Y.H. soğutucu eşanjöründen
$\dot{E}_{KL}$ = Klamanın elektrik gücü ( kW )	depoya giriş sıcaklığı ( °C )
$\dot{E}_{EI}$ = Elektrikli ısıtma yükü ( kW )	$T_{so}$ = Şebeke suyu sıcaklığı ( °C )
$\dot{E}_{DO}$ = Elektrikli su ısıtıcı yükü ( kW )	$T_D$ = Depo sıcaklığı ( °C )
$Y_K$ = Yakıt kullanımı ( mJ )	$T_{DO}$ = Domestik su sıcaklığı ( °C )
$Q_C$ = Çevreye atılan ısı ( kW )	$T_{TI, I}$ = Evden depoya giriş
$\dot{Q}_{DG}$ = Depo ve Y.H. arasındaki soğutucu eşanjörde transfer edilen ısı ( kW )	sıcaklığı ( °C )
	$T_{SIC}$ = Sıcak su sıcaklığı ( °C )
$\dot{Q}_{TI}$ = Evin ısınması için kullanılan termal enerji ( kW )	
$\dot{Q}_{EI}$ = Ev ısıtması için transfer edilen	
elektriksel enerji ( kW )	$\dot{m}_{YHS}$ = Y.h. soğutucu akışkan ( kg / sn )
$v_{sd}$ = Değişken devirli pompa	$\dot{m}_{DG}$ = Depo ve Y.H. eşanjörü arasındaki
$\dot{m}_{SIC}$ = Sıc. su debisi ( kg / sn )	dolaşan akışkanın debisi ( kg / sn )
$\dot{m}_{MD}$ = Isıl depodaki akışkan ( kg )	$\dot{m}_{TI}$ = Evi ısıtacak akışkanın debi. ( kg / sn )

### Yakıt Hücresi Gurubu

Y. H. Alt sistemi **Şekil 3. 18.**' de gösterilmektedir. Yakıt hücresi sistemleri yaklaşık % 40 elektrik verimiyle çalışır. Verimleri, pik güçteki çalışmaya göre düşük güçte biraz daha yüksektir. Çok küçük güçlerde ( PLR = Kısmi yük oranı < % 10 ) kayıplar önemli oranda artar ve sistemin verimi düşer. Bütün yük koşullarında, yakıt hücresi grubundan gelen bir atık ısı vardır. Guruptan alınan termal enerji elektrik üretimine yaklaşık olarak eşittir ve Y.H. gurup sıcaklığına yakın bir sıcaklıktadır. Küçük ölçekli yakıt hücresi sistemleri için kojenerasyon verimleri genel olarak % 65 den yüksektir. TES Analizinde, yakıt hücresi gurubu girdisi doğalgaz, çıktısı elektriksel ve termal enerji olan bir alt sistem olarak modellenmektedir. Yakıt girişi ile elektriksel ve termal enerji çıktılarını ilişkilendirmek için deneysel bağıntılar kullanılmaktadır.



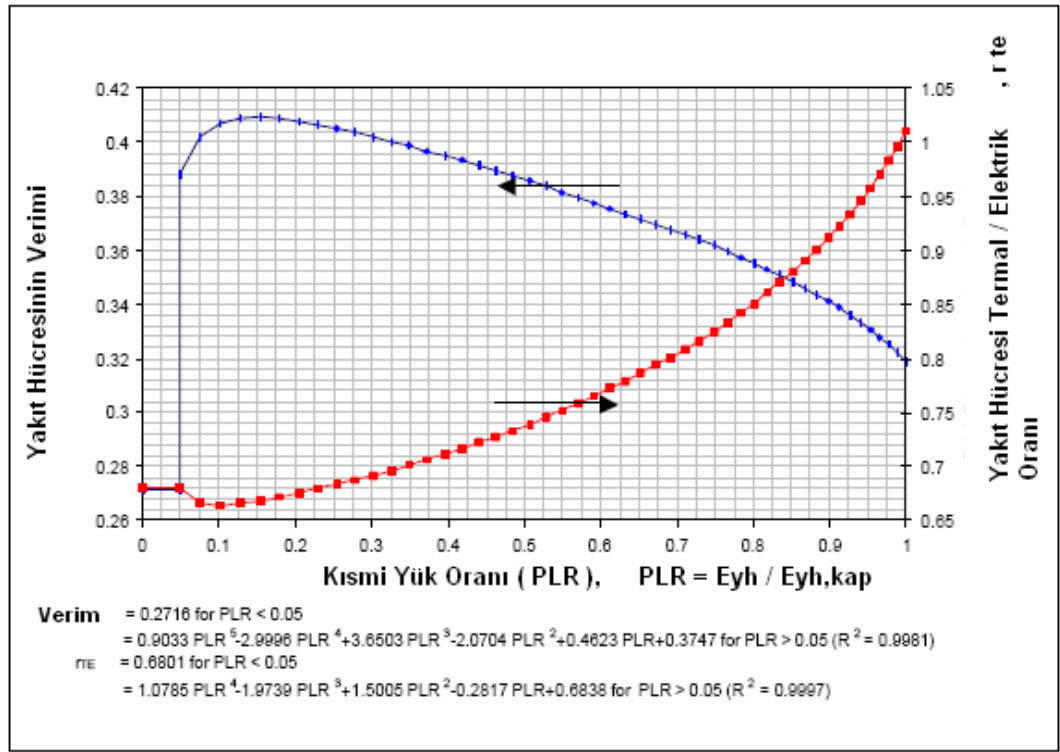


**Şekil 3. 19.** Y. H. Sisteminin Performansı ( Yakıt hazırlama ve güç regülatörü hariç )  
**Kaynak:** Güneş, 2001

Yakıt hücresindeki yakıt işlemcisi ve yakıt kullanımı için bir verim faktörü ayrıca işin içine dahil edilir. Güneş' in bildirdiğine göre Arthur Little tarafından hazırlanan bir raporda yakıt kaynağı olarak metan kullanan tipik bir buharlaştırıcı tarif edilmektedir.

Tam kapasitede çalışırken yakıt hazırlayıcı ünitenin ( reformer ) verimi yakıt ısıtma değerinin % 94' üdür. Aynı şartlardaki yakıt hücresi grubunca yakıt kullanımı % 80 dir ve yakıtın gerisi buharlaştırıcı için ısı temin etmek üzere yakılır. Primer yakıtın ısıtma değerinin yakıt hücresinde elektrokimyasal olarak reaksiyona giren bölümü, ısıtma değeriyle kullanılan yakıt miktarının çarpımına ya da yakıtın % 75' ine ( % 94 \* % 80 = % 75 ) eşittir. Sistemin kısmi yükteki yakıt işlemcisi verimi hakkında bilgi eksikliğinden, verim eğrisindeki bütün noktalarda Y.H.verimi % 75 kabul edilmiştir.

Yakıt işlemcisi verimi **şekil 3. 20.**' dedir. Yakıt hücresi sisteminin yakıt kullanımı, evin herhangi bir elektriksel yükü için aşağıda gösterilen grafikten hesaplanabilir. Yakıt hücresi grubunun ve yakıt hücresi alt sisteminin termal çıktısının elektrik çıktısına oranı sırasıyla şekil 3. 19. ve 3. 20.' de gösterilmiştir. Gruptan atılan ısı azalan elektriksel verimle artmaktadır.



**Şekil 3. 20.** Yakıt Hücresinin Verimi ( Kısmi Yük' e bağlı olarak )

**Kaynak:** Güneş 2001

Aşağıdaki bağıntı evsel kullanım için yakıt hücresi sisteminden çıkan toplam termal enerjiyi verir.

$$\dot{Q}_{YH} = r_{TE} \dot{E}_{YH} \quad (46)$$



$\dot{Q}_{YH}$  = Yakıt hücresinden elde edilen ısı

$\dot{E}_{YH}$  = Yakıt hücresi sisteminin net elektrik çıkışı

$r_{TE}$  = Yakıt hücresi sisteminin termal çıkışının elektriksel çıkışına oranıdır.

Yakıt hücresi sisteminin kojenerasyon verimi:

$$\eta_{\text{cogen}} = \eta_{\text{elk}} + \eta_{\text{termal}} = \eta_{\text{elk}} (1 + r_{TE}) \quad (47)$$

Bu araştırmada  $r_{TE}$ 'nin şekil 3. 20.'de gösterilen profilde olduğu varsayılır. 0.05' den Küçük kısmi yüklerde yakıt hücresi sisteminden sabit bir termal enerji elde edilir. Yakıt hücresi sisteminin çalışması, farklı tasarımlar için değişir. Yine de şekil 3. 20. de gösterilen profiller genel özelliklerdir. Deneysel bilgiler var ise verim ve kısmi yük ile ilgili ifadeler değiştirilebilir.

#### **Termal Depolama Tankı**

Termal depolama tankı suyu çok iyi karıştıran bir sıcak su tankıdır. Su, termal depolama tankından çekilir, yakıt hücresi sisteminin atık ısı geri kazanım eşanjörü üzerinden pompalanarak daha yüksek bir sıcaklıkta tanka döndürülür. Bu devreden dolaşan kütleli debi yakıt hücresi sistemi soğutucu akışkanının sıcaklık düşüşünü 10° C ile sınırlamak için değişken devirli bir pompayla ayarlanır. Evi ısıtmak için su, ısı pompası kanalına yerleştirilmiş bir ısıtıcı serpantinden geçirilerek tanka pompalanır. Ayrıca tank kendi içindeki serpantinden geçirilen domestik suyu da ısıtabilmektedir.

#### **Domestik Su Isıtma Sistemi**

Domestik su ısıtma sistemi termal depolama tankı içindeki bir ısıtıcı serpantin ve tankın ısıtıcı serpantin çıkışına yerleştirilmiş yedek bir elektrikli ısıtıcıdan ibarettir. Depodaki ısı, sıcak suyun sıcaklığını  $T_{SIC} = 60^\circ \text{C}$  yapmaya yeterli olmadığı zaman yedek elektrikli ısıtıcı kullanılır.

#### **Termal Ev Isıtma Sistemi**

Termal ısıtma sistemi ısı pompası kanalına yerleştirilmiş bir ısıtıcı serpantin ile bir dolaşım pompası ve borulardan ibarettir. Depodaki ısıyla evin ( termal ) ısıtılması eğer termal depolama tankındaki sıcaklık termostat ayarının üzerinde ise gerçekleşir.

### Isı Pompası Sistemi

Isı pompası sistemi, ısı depolama tankından elde edilen ısı yeterli olmadığında evin ısıtılmasını ve yazın da soğutulmasını sağlar.

#### 3. 2. 2. İşletme Rejimleri

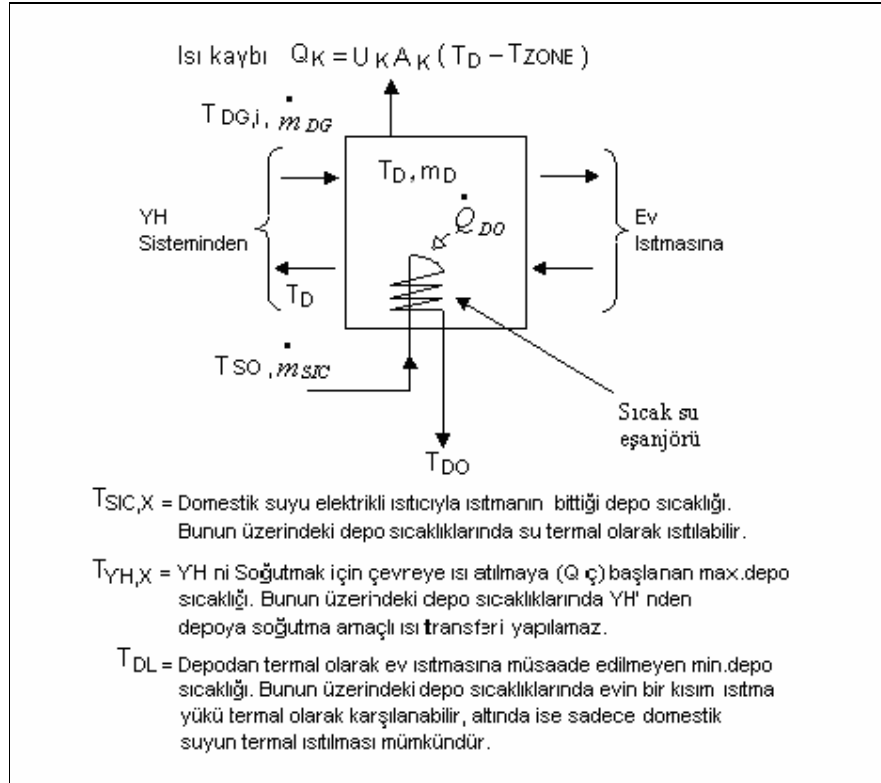
TES için geliştirilen matematiksel model yılın her saatinde kullanılan enerjiyi hesaplar. Modelin giriş verileri aşağıdaki gibidir. Yılın her saati için;

- Saat ( 1 den 8760'a )
- Dış hava kuru termometre sıcaklığı ( C° )
- Ev ısıtma gereksinimi ( kW )
- Aydınlatma ve elektrikli cihazlar nedeniyle gerekli elektriksel güç ( kW )
- Soğutma yükü nedeniyle gerekli elektriksel güç ( kW )
- Fanın çektiği elektrik ( kW )
- Talep edilen kullanım sıcak suyunun sıcaklığı ( C° )
- Talep edilen kullanım sıcak su miktarı ( kg / h )

Yılın her saati ( 8760 ) için bu veriler elde edilebilir. Modelin hedefi, sistemin her elemanı için gerekli enerjiyi hesap etmektir. Her saat için istenen çıktılar ise şunlardır;

- Depodan temin edilebilen termal ısıtma ( kW )
- Depodan termal olarak kullanım suyunu ısıtma ( kW )
- Depodan ısı kaybı ( kW )
- Yakıt hücresiyle depoya verilen termal enerji ( kW )
- Yakıt hücresinden soğutucu akışkanla dış ortama atılması gereken ve depolanamayan atık ısı ( kW )
- Isı pompası ve elemanlarında ( ısı pompası çevrimi ya da kompresör, yedek elektrikli ısıtıcı ve defrost çevrimi için ) ısıtma saatlerinde kullanılan elektrik ( kWh )
- Kullanım suyunu ısıtmak için gerekli elektrik ( kWh )
- Yakıt hücresi sisteminde üretilen elektrik ( kWh )
- Yakıt hücresi sisteminin termal çıktısı ( kW )
- Yakıt hücresi sisteminin yakıt sarfiyatı ( Mj )

TES'nin Çalışması ısı depolama tankının saat saat değişen ( $T_D$ ) sıcaklığına bağlıdır. Tank yeterince sıcak ise ( $T_D \geq T_{SIC, X}$ ) bütün sıcak su yükü karşılanabilir, çok sıcak ise ( $T_D \geq T_{YH, X}$ ), yakıt hücresinden ısı transferi kısıtlanacaktır. Sonuç olarak; öncelik termal enerjinin sıcak suyu ısıtmasına verilir. Çünkü evin ısınması ısı pompasıyla halledilir. Bu sırada ek sıcak su elektrikli ısıtıcı ile elde edilir. Böylelikle eğer sıcaklık bir ayar noktasının altına düşerse ( $T_D < T_{DL}$ ) termal enerji evi ısıtmak için kullanılmayacak ama kullanım suyunu ısıtmak için depolanabilecektir.  $T_{SIC, X}$ ,  $T_{YH, X}$  ve  $T_{DL}$  sıcaklık noktaları, sıcak su eşanjöründeki ve yakıt hücresi soğutucu eşanjöründeki hesaplamalarla ve sıcak su depolama tankındaki enerji dengesi ile belirlenir. Sıcak su depolama tankı için bir sistem diyagramı aşağıdaki **şekil 3. 21.**' de gösterilmiştir.



**Şekil 3. 21.** Termal Depo Enerji Akış Diyagramı

$T_{SIC, X}$  sıcaklığı domestik suyu (  $\dot{m}_{SIC}$  ) tasarım sıcaklığı (  $T_{SIC, TAS}$  )' na ısıtmak için gerekli minimum depo sıcaklığıdır (  $T_D$  ). Hesaplanan bu limitten daha küçük  $T_D$  değerleri için kullanım suyunu elektrikle ısıtmak gerekecektir.

Domestik su ısıtma eşanjörünün verimi:

$$\varepsilon = \frac{T_{SIC} - T_{SO}}{T_{SICX} - T_{SO}} = 1 - \exp[ -UA / \dot{m}_{SIC} c_p ] \quad (48)$$

$$T_{SICX} = T_{SO} + \frac{T_{SIC} - T_{SO}}{1 - \exp( -UA / \dot{m}_{SIC} c_p )} \quad (49)$$

Sıcak su eşanjörünün UA değeri, maksimum kullanım suyu debisinde minimum şehir şebeke suyu sıcaklığında (  $T_{SO}$  ) ve  $T_{SIC}$  ( kullanım suyu sıcaklığı ) ile  $T_{SIC, X}$  arasındaki 2 °C' lik bir farka göre belirlenmektedir ( bu tespit sıcak su eşanjörünün UA değerinin depodan eşanjöre ısı transferinin en zor ve eşanjör yükünün max. olduğu en zor koşulda bile eşanjöre gelen max. sıcak su talebini karşılamasını sağlar. Çünkü eşanjörün U değeri tek başına değiştirilemese de A ve dolayısıyla UA istenilen duruma göre seçilmiş olur ). ASHRAE' ye göre 1 ailelik ev için sıcak su debisi 68.14 kg / h alınır ( ASHRAE Handbook 1999 ). Sistemin büyüklüğünün hesabında kullanılan bu debi enerji kullanımını tahmin etmek için kullanılan saatlik ortalama debiyi geçer.  $T_{YHX}$  yakıt hücresi sisteminin ısı çıkışı  $\dot{Q}_{YH, X}$  ' in tamamıyla ısı depolama tankına transfer edilebildiği durumdaki maksimum  $T_D$  sıcaklığıdır.

Isı depolama tankına enerji transferi,

$$\dot{Q}_{DG} = \dot{m}_{DG} \cdot c_p ( T_{DG} - T_D ) \text{ ile verilir.} \quad (50)$$

Denkleme göre yakıt hücresi sisteminden daha yüksek ısı almak ya da daha yüksek bir tank sıcaklığını karşılamak için kütleli debi artırılabilir. Ancak yakıt hücresi çıkış sıcaklığı  $T_{DG}$  sabit varsayıldığından max. debiye (  $\dot{m}_{DG, max}$  ) ulaştıktan sonra tank sıcaklığının daha çok artması  $\dot{Q}_{DG}$  ' in  $T_D$  ile doğrusal olarak azalmasına neden olur.

$T_{YH, X}$ ,  $\dot{Q}_{DG}$  ' in doğrusal olarak düştüğü tank sıcaklığının üstündedir ve

$$T_{YHX} = T_{DG} - \frac{\dot{Q}_{YH}}{m_{DG, \max} \cdot C_p} \quad \text{dan bulunabilir.} \quad (51)$$

$\dot{Q}_{YH}$  Yakıt hücresinden gelen bir saatteki maksimum ısıdır.

(  $m_{DG, \max} \cdot C_p$  ) Faktörü, ısı transfer rejimi için maksimum. tasarım şartlarından bulunur.

$$\dot{Q}_{DG, TAS} = \dot{m}_{\max} \cdot C_p ( T_{DG} - T_{D, TAS} ) \quad (52)$$

$T_{D, TAS}$  : Yakıt hücresinden ısı deposuna max.ısı transferinin olabildiği depo sıcaklığıdır, Önceki iki denklemde yerlerine konursa ;

$$T_{YHX} = T_{DG} - \frac{\dot{Q}_{YH}}{\dot{Q}_{DG, TAS}} ( T_{DG} - T_{D, TAS} ) \quad \text{elde edilir.} \quad (53)$$

$Q_{YH}$ . Her saat değiştiğinden her saat için tekrar hesaplanması gerekir.

$T_{DL}$  depodan ev ısıtması için izin verilmeyen min.  $T_D$  sıcaklığıdır. Bu sıcaklık öyle ayarlanır ki ev ısıtması yok iken, depo yakıt hücresi sisteminden gelen ısıya ilave yapmadan bir saatlik maksimum sıcak suyu temin edebilsin. Ev ısıtması yok iken ve yakıt hücresinden gelen ısıya ilave yapmadan depodaki enerji dengesi;

$$-\dot{Q}_{SIC} - U_K A_K ( T_D - T_{zone} ) = m_D c_p \frac{dT_D}{dt} \quad \text{verir.} \quad (54)$$

Bu denklem tankın küçülmesiyle  $T_{DL}$ ' nin büyüdüğünü gösteriyor. Bu denklemdeki ısı kaybı terimi sıcak su ısıtma yüküyle karşılaştırılınca çok küçük olduğundan sabit kabul edilir ve yukarıdaki denklem lineer bir denklemdir.

Bir saatte tankın sıcaklık düşümü  $T_{DL}$  ve  $T_{SIC, X, \max}$  arasındaki sıcaklık farkı olarak belirtilir. Bu ilişki enerji dengesi için aşağıdaki denklemi verir ve  $T_{DL}$  için:

$$m_D c_P \frac{T_{DL} - T_{SICX, \max}}{1 \text{ hr}} = \dot{Q}_{SIC, \max} + U_K A_K (T_D - T_{zone}) \quad \text{olup,} \quad (55)$$

$$T_{DL} = T_{SICX, \max} + \frac{(\dot{Q}_{SIC, \max} + U_K A_K (T_{SICX, \max} - T_{zone})) 1 \text{ saat}}{m_D c_P} \quad \text{bulunur.} \quad (56)$$

Modeldeki matematiksel problemleri yok etmek için  $T_{DL} < 72 \text{ C}^\circ$  olacak şekilde sınırlandırılmaktadır. Bu yaklaşım  $T_{DL}$  'nin hesaplarda daima  $T_{SIC, X, \max}$  'dan büyük ve  $T_{YH, X}$  'den küçük olmasını sağlar. Tank sıcaklığının ( $T_D$  'nin) ısıtma ve soğutma sezonu boyunca 3 limit sıcaklıkla ( $T_{SIC, X}$ ,  $T_{YH, X}$  ve  $T_{DL}$ ) ilişkisi ısı yönetim sisteminin çalışma rejimini belirler. **Çizelge 3. 10** İşletme rejimlerini özetlemektedir.

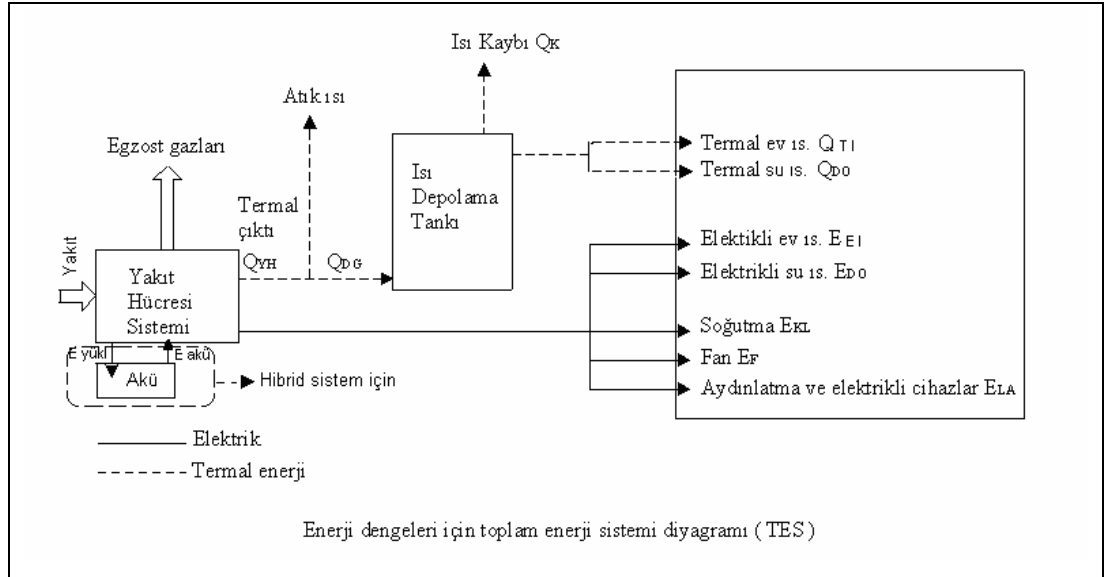
**Çizelge 3. 10.** TES Sistemi için işletme rejimleri

Rejim no	Mevsim	TD Tank sıcaklığı	Açıklama
1	Soğutma	$T_D < T_{SIC, X}$	Elektrikli su ısıtma, Y.H. sist.den tam ısı transferi
2	Soğutma	$T_{SIC, X} < T_D < T_{YH, X}$	Elektrikli su ısıtma yok Y.H. sist.den tam ısı transferi
3	Soğutma	$T_{YH, X} < T_D$	Elektrikli su ısıtma yok. Y.H. sist.den sınırlı ısı transferi
4	Isıtma	$T_D < T_{SIC, X}$	Elektrikli su ısıtma. Y.H. sist. den tam ısı transferi ev ısıtması sadece elektrik ile
5	Isıtma	$T_{SIC, X} < T_D < T_{DL}$	Elektrikli su ısıtma yok. Y.H. sist. den tam ısı transferi ev ısıtması sadece elektrik ile
6x - özel durum	Isıtma	$T_D = T_{DL}$	Elektrikli su ısıtma yok. Y.H. sist. den tam ısı transferi ev ısıtması ısı ve elektrikli olarak dengelenmiş durumda
6	Isıtma	$T_{DL} < T_D < T_{YH, X}$	Elektrikli su ısıtma yok. Y.H. sist. den tam ısı transferi ev ısıtması sadece termal olarak
7	Isıtma	$T_{YH, X} < T_{DL}$	Elektrikli su ısıtma yok. Y.H. sist. den tam ısı transferi ev ısıtması sadece termal olarak

**Kaynak:** Güneş 20001

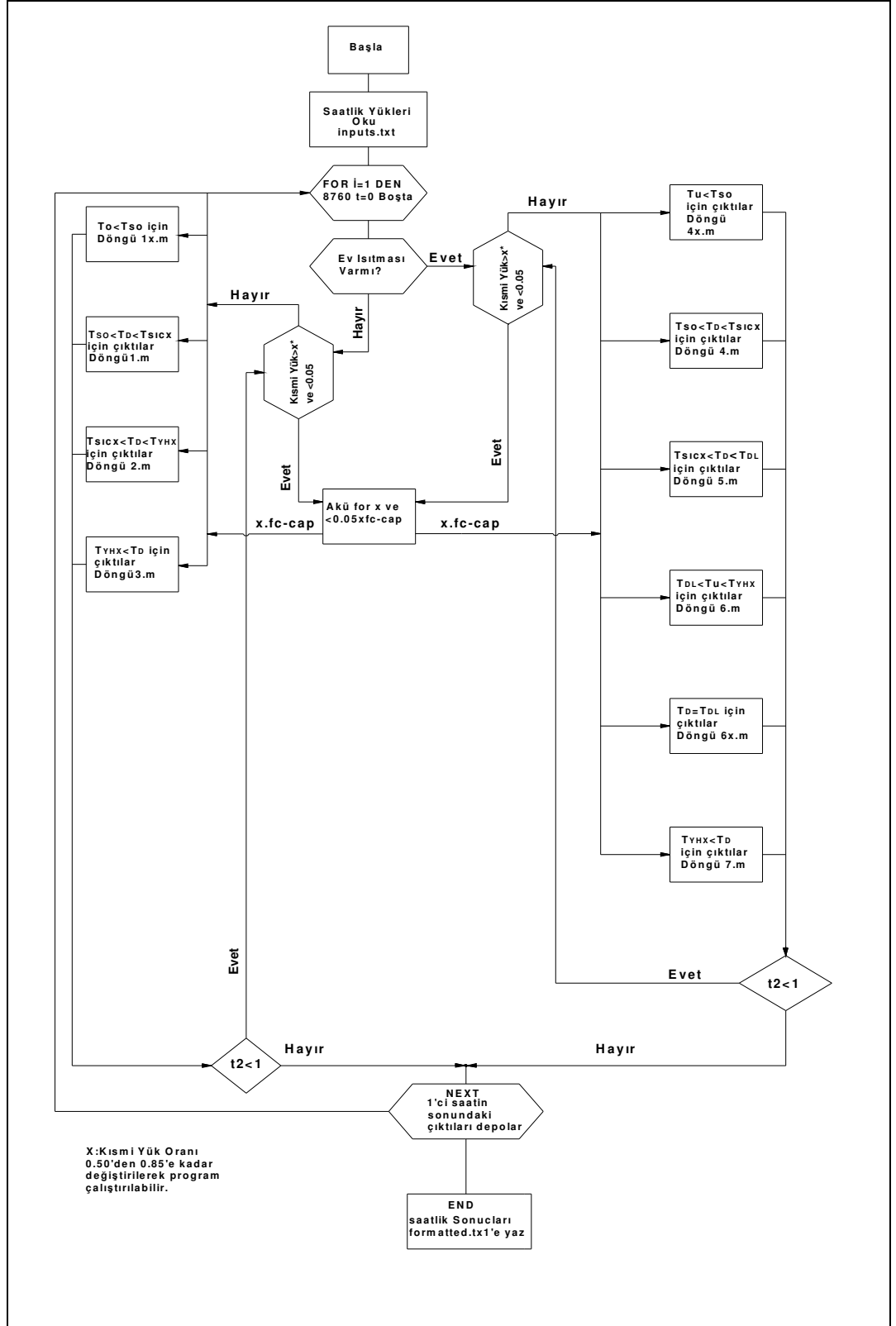
### İşletme Rejimlerinin Analizi:

Her rejimde hesaplar **şekil 3. 22.** de sunulan TES' in elemanları arasındaki enerji dengesine göre yapılır. Matlab' ile kodlanmış simülasyon programının her alt rejiminde kullanılan özel denklemler detaylı şekilde **ek 3'** de dir. TES Modelinin tamamı ve hibrid sistem için hesaplama kademeleri **şekil 3. 23.** de ki gibidir. Modelin tipik bir yıllık çıktıları, Ocak 1 den saat 01:00 ile (  $i = 1$  ) başlayıp 31 aralık saat 24:00' de (  $i = 8760$  ) biten süreçteki tüm saatler için hesaplanır. “ Tam ısı transferi “ Yakıt hücresi sisteminden çıkan bütün ısının ( Y.H.' nden çekilebilen elektrik akımına karşılık gelen ısının ) depoya transfer edilmesi demektir.



**Şekil 3. 22.** Enerji Dengeleri için TES Diyagramı

Her saat için evin ısıtma yükü değerlendirilir. Evin ısıtma yükü sıfır ise, ev soğutma rejimlerinden ( 1- 3 ) biri çalıştırılır. Eğer ısıtma yükü 0 dan büyükse, ısıtma rejimlerinden ( 4- 7 ) biri çalıştırılır. Her rejim için tank sıcaklığı hesaplanır ve uygun işletme rejimini belirlemek için kullanılır.



Şekil 3. 23. İşletme Rejimlerinin Akülü Hibrid Sistem için Akış Şeması





**Rejim 2 :**

Bu rejim, depo sıcaklıkları  $T_{SICX}$  ' den daha büyük ama  $T_{YHX}$  'den daha az olduğunda ve soğutma sezonu için kullanılır. Kullanım suyu tamamen depodan gelen termal enerjiyle ısıtılır. Termal ev ısıtılmasının yokluğunda depodaki enerji dengesi ( bak şekil 3. 21. ) ;  $T_{SICX} < T_D < T_{YHX}$

$$\dot{Q}_{DG} - \dot{Q}_{DO} - \dot{Q}_K = m_D c_P \frac{dT_D}{dt} \quad \text{dir.} \quad (57)$$

Su veya ev ısıtması için elektrik kullanılmadığından, yakıt hücresi gücü

$$\dot{E}_{YH} = \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL} \quad \text{ile verilir.} \quad (58)$$

Bu değer hibrid çalışan sistem için

$$\dot{E}_{YH} = \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL} + \dot{E}_{YÜKL} - \dot{E}_{AKÜ} \quad \text{şeklinde revize edilir.}$$

Sağ taraftaki terimler bilinmektedir. Yakıt hücresi sisteminden gelen ısı ;

$$\dot{Q}_{DG} = \dot{Q}_{YH} = r_{TE} \dot{E}_{YH} \quad \text{ile verilir.} \quad (59)$$

$r_{TE}$ ,  $\dot{E}_{YH}$  ' ye göre şekil 3. 20.' den hesaplanır.

Depodan kullanım suyuna ısı transferi;

$$\dot{Q}_{DO} = \dot{m}_{SIC} \cdot c_P ( T_{SIC} - T_{SO} ) \quad \text{ile verilir.} \quad (60)$$

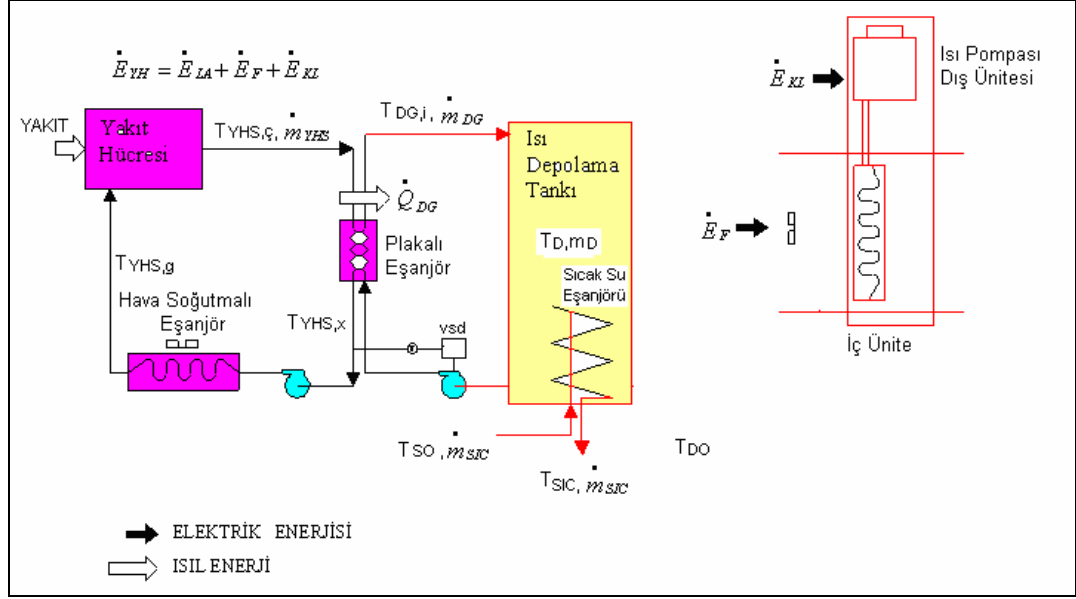
$$\text{Depodan ısı kaybı } \dot{Q}_K = U_K A_K ( T_D - T_{zone} ) \quad \text{ile bulunur.} \quad (61)$$

57 – 61' ye kadar olan denklemleri birleştirirsek aşağıdaki enerji dengesi bulunur,

$$r_{TE} \dot{E}_{YH} - \dot{m}_{SIC} c_P ( T_{SIC} - T_{SO} ) - U_K A_K ( T_D - T_{zone} ) = m_D c_P \frac{dT_D}{dt} \quad (62)$$

Denklem 62 şu şekle sokulabilir,

$$\alpha_2 - \beta_2 T_D = m_D c_P \frac{dT_D}{dt} \quad (63)$$



Şekil 3. 25 . TES Tesisatının rejim 2 için işletme durumu

$$\alpha_2 = r_{TE} (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL}) - \dot{m}_{SIC} \cdot c_P (T_{SIC} - T_{SO}) + U_K A_K T_{zone} \quad (64)$$

Bu değer hibrid çalışan sistem için

$$\alpha_2 = r_{TE} (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL} + \dot{E}_{YÜKL} - \dot{E}_{AKÜ}) - \dot{m}_{SIC} \cdot c_P (T_{SIC} - T_{SO}) + U_K A_K T_{zone} \text{ olur.}$$

$$\beta_2 = U_K A_K \quad (65)$$

Bu diferansiyel denklem çözüldünce ( **Ek 3.** ) tank sıcaklığı zamanın bir fonksiyonu olarak,

$$T_D, t_2 = \frac{\alpha_2}{\beta_2} + \left[ T_D, t_1 - \frac{\alpha_2}{\beta_2} \right] \exp \left[ \frac{3600 \beta_2}{m_D c_P} (t_2 - t_1) \right] \text{ bulunur.} \quad (66)$$

Denklem 66 özel bir tank sıcaklığı  $T_{D,t_2}$  ye erişmek için gerekli zamanı vermek üzere yeniden düzenlenir.

$$t_2 = t_1 + \frac{m_D c_P}{3600 \beta_2} \ln \frac{T_{D,t_1} - \alpha_2 / \beta_2}{T_{D,t_2} - \alpha_2 / \beta_2} \quad (67)$$

Sistemin çalışması ( 66 ) denkleminde saatin sonundaki sıcaklığın hesaplanmasıyla ve rejim 2' nin limitleriyle (  $T_{SICX}$  ve  $T_{YH}$  ) karşılaştırmak suretiyle modellenir.

Hesaplanan  $T_D$  limitler içerindeyse tutulur ve saatin sonunu göstermesi için ;  $t_2 = 1$  olur. Yine de hesaplanan  $T_D$  üst limiti aşarsa ya da alt limitten küçük ise o zaman,  $t_2$  zamanı sırasıyla  $T_D = T_{YH}$  veya  $T_D = T_{SICX}$  için denklem ( 67 )' den bulunur.

Bütün durumlarda rejim 2' nin denklemleri ( aşağıda çıkarılmıştır. ) aktiflendiği  $t_1'$  den sona erdiği  $t_2'$  ye kadar olan çıktıları hesaplamak için kullanılır. Program hesaplanan son depo sıcaklığını ve bir sonraki rejimin başlangıç değeri olarak  $t_2'$  yi kullanan “ partitioner ” dosyası ile uygun rejime geçer.

Bu rejimin çıktıları, kullanım suyunu ısıtmak için (  $Q_{DO}$  ) termal enerji, yakıt hücresi sisteminin elektrik çıktısı (  $E_{YH}$  ), yakıt kullanımı (  $Y_{YH}$  ), ve yakıt hücresi sisteminin termal enerji çıktısıdır (  $Q_{YH}$  ). Isı depolama tankından kullanım suyuna ısı transferi aşağıdaki ifadeyle hesaplanır;

$$Q_{DO} = \dot{m}_{SIC} \cdot c_P ( T_{SIC} - T_{SO} ) ( t_2 - t_1 ) \quad (68)$$

İstenilen gerekli yakıt hücresi sisteminin net elektrik çıktısı ve yakıt kullanımı şu şekilde hesaplanır.

$$E_{YH} = ( \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL} ) ( t_2 - t_1 ) \quad (69)$$

Veya akülü hibrid sistemde,

$$E_{YH} = ( \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL} + \dot{E}_{YÜKL} - \dot{E}_{AKÜ} ) ( t_2 - t_1 ) \quad \text{olur.} \quad (70)$$

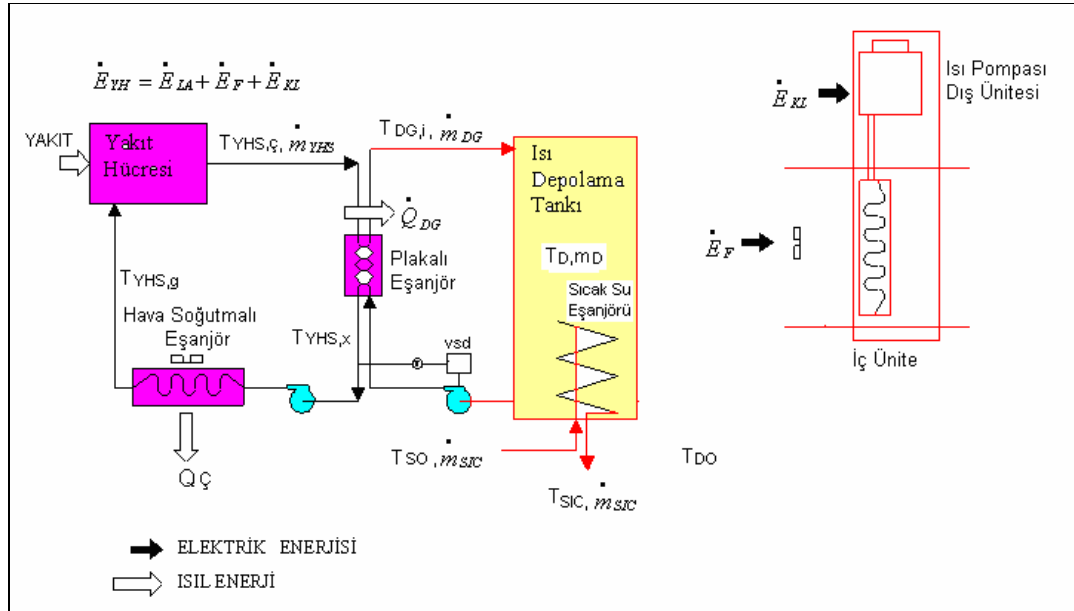
$$Q_{YH} = r_{TE} E_{YH} \quad (71)$$

$$Y_{YH} = \frac{E_{YH}}{\zeta} \quad (72)$$

$\zeta$ , Şekil 3. 20.' de gösterildiği gibi yakıt hücresi gücü  $E_{YH}$ ' nin bir fonksiyonu olarak yakıt hücresi sisteminin verimidir.

### Rejim 3 :

$T_D > T_{YH, X}$ . Bu rejim, soğutma sezonunda depo sıcaklığı  $T_{YH, X}$  ' den büyük olduğu zaman kullanılır. Yine, domestik su tümüyle depodan gelen enerji ile ısıtılır. Ama yakıt hücresi sisteminden ısı depolama tankına ısı transferi yakıt hücresi sistemi ve depo arasındaki küçük sıcaklık farkı nedeniyle sınırlıdır.



Şekil 3. 26. TES Tesisatının rejim 3 için işletme durumu

### 3. 2. 2. 2 Evin Isıtılması

Isıtma sezonunun alt rejimleri 4, 5, 6 ve 7' dir. Her alt rejim için enerji denge denklemleri şekil 3. 23' de gösterilen sistemin enerji akış diyagramından çıkarılır.

Ev soğutma rejimleri ve ısıtma rejimleri arasındaki ana fark termal enerjinin, elektriğin ya da her iki enerji şeklinin ev ısıtması için kullanılabilmesidir. Isı pompasının kullandığı güç ( $\dot{E}_{EI}$ ), ev ısıtması için gerekli ısıtma yükünün fonksiyonu olarak ifade edilmektedir. Isı pompasının gücü; kompresör gücünü, yedek elektrikli ısıtma ve dış serpantin defrostu için gereken gücü kapsamaktadır.

$$\dot{E}_{EI} = \dot{E}_{IP} + \dot{E}_{YED} + \dot{E}_{DEF} \quad (73)$$

Kompresörün gücü  $\dot{E}_{IP}$ ;

$$\dot{E}_{IP} = f_{eir}(T_k) \dot{Q}_{IP} \quad ; \quad (74)$$

Kompresör için elektrik girdi oranının dış sıcaklığa bağımlılığı [ Hirsch ve ark. 1999 ] ;

$$f_{eir}(T_k) = \frac{1}{ITK} \left( 2.057025 - 0.033229 T_k + 0.0002284 T_k^2 \right) \quad (75)$$

Denklem ( 75 ) deneyseldir ve dış sıcaklık artışıyla kompresörün kullandığı enerjinin azaldığını gösterir.

$$\text{Elektrikli ısıtıcı gücü; } \dot{E}_{YED} = \dot{Q}_{YED} / \eta_{YED} \quad (76)$$

$\eta_{YED}$ : Elektrikli ısıtıcının verimi.

Defrost için güç (2) : [ Hirsch ve Ark. 1999 ]

$$\dot{E}_{DEF} = 0,7 \frac{3,5 \dot{Q}_{IP}}{60 f_{kap}(T_k)} \quad \text{Eğer } T_k < 4.4 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (77)$$

Aksi halde = 0

Defrost çevrimi,  $T_K < 4.4$  ° C ise çalıştırılır ve ısı pompası çevrimi ile kontrol edilir. Bu modelde ortalama defrost gücü; denklem ( 77 )' de pik defrost gücü (  $0.7 * \dot{Q}_{IP,kap}$  ), defrost çalışma zamanı ( çalışma saati başına 3.5 dak. ) ve ısı pompası çalışma süresi oranının çarpımı [  $\dot{Q}_{IP} / (\dot{Q}_{IP,kap} * f_{kap}(T_K))$  ] olarak hesaplanır.

Isı pompası çevrimi ile sağlanan ısıtma;

$$\dot{Q}_{IP} = \min. (\dot{Q}_{EI}, f_{kap}(T_K) * \dot{Q}_{IP,kap}) \quad \text{eğer } T_K > -12 \text{ ° C} \quad (78)$$

Aksi takdirde = 0

Isı pompası kapasitesinin sıcaklığa bağımlılığı, ( Hirsch ve Ark. 1999 )

$$f_{kap}(T_K) = 0.313927 + 0.0118416 T_K + 0.0000586 T_K^2 \quad (79)$$

Denklem ( 79 ) deneyseldir ve dış sıcaklıktaki artışın ısı pompası çevriminde ısıtma kapasitesini arttırdığını göstermektedir.

Isı pompası çevrimi ile temin edilen ev ısıtması ( $\dot{Q}_{IP}$ ), verilen dış hava kuru termometre sıcaklığı ( $T_K$ ) için ya da evin gerçek ısıtma talebi için, ısı pompasının min kapasitesiyle sınırlıdır. Yinede kompresör  $T_K < -12$  ° C için çalışmaz, çünkü ısı pompasının verimi ve kapasitesi düşük dış sıcaklıklar için çok küçüktür. Böylelikle düşük sıcaklıklardaki çalışma ile ilgili ek kompresör çalışma saatleri, enerji masrafındaki tasarruflara göre kararlaştırılır. Düşük dış sıcaklıklarda (  $-12$  °C' den az ) ısıtma gereksinimlerini karşılamak için yedek ısıtıcı kullanılır. Ek ısıtıcı iç serpantine bitişik olarak konulmuş elektrikli bir ısıtıcıdır. Isı pompası çevrimi ile karşılanamayan ısıtma yükünü bu karşılar.

$$\dot{Q}_{YED} = \dot{Q}_{EI} - \dot{Q}_{IP} \quad (80)$$

Elektrikli ısıtma  $\dot{Q}_{EI}$ , dış sıcaklık  $T_K$  ve ısı pompası büyüklüğü ( $\dot{Q}_{IP,kap}$ ), 73' den 80' e kadar olan denklemlerin ısı pompası gücü ( $\dot{E}_{EI}$ ) için çözülmesiyle bulunur.









Ev ısıtma yükünün tümü depoda mevcut termal enerji ile kazanılmıştır;

$$\dot{Q}_{TI} = \dot{Q}_I \quad (85)$$

Depodan ısı kaybı;

$$\dot{Q}_K = U_K A_K (T_D - T_{zone}) \quad (86)$$

81 den 86' ya Denklemleri birleştirirsek aşağıdaki enerji dengesini verir.

$$r_{TE} (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F) - \dot{Q}_I - \dot{m}_{SIC} c_P \{ T_{SIC} - T_{SO} \} - U_K A_K (T_D - T_{zone}) = m_D c_P \frac{d T_D}{dt}$$

Hibrid sistemde; ...( 87 )

$$r_{TE} (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{YÜKL} - \dot{E}_{AKÜ}) - \dot{Q}_I - \dot{m}_{SIC} c_P \{ T_{SIC} - T_{SO} \} - U_K A_K (T_D - T_{zone}) = m_D c_P \frac{d T_D}{dt}$$

denklem 87 aşağıdaki forma sokulabilir.

$$\alpha - \beta T_D = m_D c_P \frac{d T_D}{dt} \quad (88)$$

$$\alpha_6 = r_{TE} (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F) - \dot{Q}_{TI} - \dot{m}_{SIC} . c_P ( T_{SIC} - T_{SO} ) + U_K A_K T_{zone} \quad (89)$$

veya

$$\alpha_6 = r_{TE} (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{YÜKL} - \dot{E}_{AKÜ}) - \dot{Q}_{TI} - \dot{m}_{SIC} . c_P ( T_{SIC} - T_{SO} ) + U_K A_K T_{zone}$$

$$\beta_6 = U_K A_K \text{ olur.} \quad (90)$$

Bu diferansiyel denklemin çözümü zamana bağlı depo sıcaklığını verir.

$$T_{D,t_2} = \frac{\alpha_6}{\beta_6} + \left[ T_{D,t_1} - \frac{\alpha_6}{\beta_6} \right] \exp \left[ - \frac{3600 \beta_6}{m_D c_P} ( t_2 - t_1 ) \right] \quad (91)$$

Özel bir depo sıcaklığına (  $T_D, t_2$  ) ulaşmak için gerekli zamanı vermek üzere yeniden düzenlenebilir;

$$t_2 = t_1 + \frac{m_D c_P}{3600 \beta_6} \ln \frac{T_{D,t_1} - \alpha_6 / \beta_6}{T_{D,t_2} - \alpha_6 / \beta_6} \quad (92)$$

Sistemin çalışması denklem 92' den saatin sonundaki depo sıcaklığını hesaplamak ve onu rejim 6 nın çalışma limitleriyle (  $T_{D,L}$  ve  $T_{Y,H,X}$  ) karşılaştırmak suretiyle modellenir. Eğer hesaplanan  $T_D$  limitler arasındaysa, sabitlenir ve sürenin bittiğini göstermesi için  $t_2 = 1$  alınır. Limitler aşılsa  $T_D = T_{Y,H,X}$  için yada  $T_D = T_{D,L}$  için  $t_2$  kararlaştırılır.

Bütün hallerde, rejim 6'nın denklemleri ( aşağıda çıkarılmıştır. ) rejimin aktif olduğu  $t_1$  den bittiği  $t_2$  ye kadar olan çıktıları hesaplamak için kullanılır. Program bir sonraki rejimin ilk değerleri olarak  $t_2$  ' yi ve en son bulunan depo sıcaklığını kullanan partitioner kodu üzerinden uygun rejime geçer ( rejim 7 de  $T_D > T_{Y,H,X}$  dir ya da eğer  $T_D = T_{Y,H,X}$  ise rejim 6x dir. ) .

Bu rejimde hesaplanan çıktılar; domestik su ısıtması için termal enerji ( $Q_{DO}$ ), ev ısıtması için termal enerji ( $Q_{TI}$ ), elektrik çıktısı (  $E_{YH}$  ), yakıt kullanımı (  $Y_{YH}$  ) ve yakıt hücresi sisteminin termal enerji çıktısıdır (  $Q_{YH}$  ). Depodan domestik suya ısı transferi aşağıdaki ifade ile hesaplanır;

$$Q_{DO} = \dot{m}_{SIC} \cdot c_p (T_{SIC} - T_{SO}) (t_2 - t_1) \quad (93)$$

Depodan ev ısıtılması için eve ısı transferi, aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$Q_{TI} = \dot{Q}_I (t_2 - t_1) \quad (94)$$

İstenen yakıt hücresi sisteminin net elektrik çıktısı, yakıt kullanımı ve termal çıktısı aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$E_{YH} = (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F) (t_2 - t_1) \quad (95)$$

$$E_{YH} = (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{YÜKL} - \dot{E}_{AKÜ}) (t_2 - t_1)$$

$$Q_{YH} = r_{TE} E_{YH} \quad (96)$$

$$Y_{YH} = \frac{E_{YH}}{\zeta} \quad (97)$$

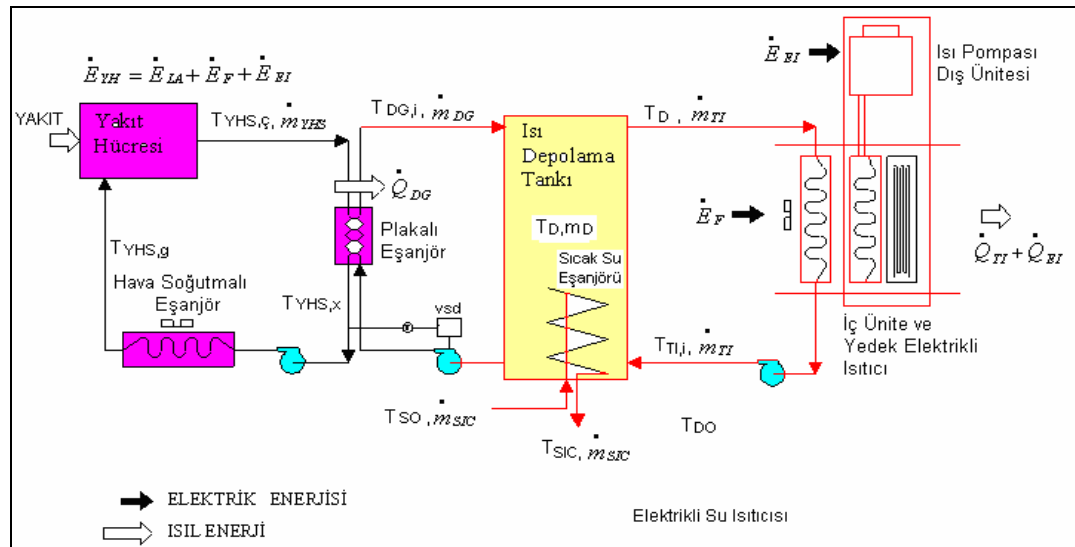
Ç, Şekil 3. 20.' de gösterildiği gibi, yakıt hücresi elektrik gücü  $E_{YH}$ ' nin bir fonksiyonu olarak yakıt hücresi sisteminin verimidir.

### Rejim 6x ( Ara Rejim ) :

Ev ısıtılmasının tümünü termal olarak karşılamak, deponun çok hızlı bir şekilde soğumasına neden olabilir ve alt limite ( $T_{DL}$ ) saat bitmeden daha önce düşebilir, eğer bu anda program termal ev ısıtması olmayan rejim 5' e geçerse depo sıcaklığı hızla geri kazanılır ve program rejim 6' ya geri döner.

Rejim 5 ve 6 arasındaki bu salınım yük şartları değişene kadar devam eder. Bu salınmadan sakınmak için, termal ve elektrikli ev ısıtmasının eş zamanlı dengelenmesi fikri ile yeni bir çalışma programı geliştirilebilir. Bu işletmede; depoya giren ve çıkan enerjinin dengelenmesi suretiyle depo sabit bir sıcaklıkta ( $T_{DL}$ ) tutulur. Saatin sonuna kadar denge korunur ve o zaman program depo sıcaklığı ( $T_{DL}$ ) ile bir sonraki saatin başlangıcına geçer. Dengeli termal ve elektrikli ev ısıtması için depodaki enerji dengesi ( şekil 3. 21. ) şöyledir.

$$\dot{Q}_{DG} - \dot{Q}_{TI} - \dot{Q}_{DO} - \dot{Q}_K = m_D c_P \frac{dT_D}{dt} = 0 \quad (98)$$



Şekil 3. 30. TES Tesisatının rejim 6x için işletme durumu

Yakıt hücresi gücü;

$$\dot{E}_{YH} = \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{EI} (\dot{Q}_I - \dot{Q}_{TI}) \quad (99)$$

veya hibrid sistemde

$$\dot{E}_{YH} = \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{YÜKL} - \dot{E}_{AKÜ} + \dot{E}_{EI} (\dot{Q}_I - \dot{Q}_{TI}) \quad \text{olur.}$$

Aydınlatmalar, cihazlar ve fan gücü bilinmektedir ve elektrikli ısıtma gücü istenen elektrikli ev ısıtmasının bir fonksiyonudur.

Yakıt hücresi sisteminden elde edilen ısı:

$$\dot{Q}_{DG} = \dot{Q}_{YH} = r_{TE} (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{EI} (\dot{Q}_I - \dot{Q}_{TI})) \quad (100)$$

Veya hibrid sistemde

$$\dot{Q}_{DG} = \dot{Q}_{YH} = r_{TE} (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{YÜKL} - \dot{E}_{AKÜ} + \dot{E}_{EI} (\dot{Q}_I - \dot{Q}_{TI})) \quad \text{olarak bulunur.}$$

$r_{TE}$ , yakıt hücresi gücü  $E_{YH}$  ' e göre şekil 3. 20.' deki profilden hesaplanır.

Domestik su ısıtması için gerekli ısı,

$$\dot{Q}_{DO} = \dot{m}_{SIC} \cdot c_P (T_{SIC} - T_{SO}) \quad \text{dan bulunur.} \quad (101)$$

Depodan ısı kaybı,

$$\dot{Q}_K = U_K A_K (T_D - T_{zone}) \quad \text{olur.} \quad (102)$$

Elektrikli ev ısıtması 64 den 71' e kadar olan denklemlerle hesaplanır ve bu denklemlerde ev ısıtma yükü ile termal ev ısıtması arasındaki fark  $(\dot{Q}_I - \dot{Q}_{TI})$  kullanılır.

Denklem 98 den 102 ye kadar denklemleri birleştirirsek, en genel halde;

$$r_{TE} (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{YÜKL} - \dot{E}_{AKÜ} + \dot{E}_{EI} (\dot{Q}_I - \dot{Q}_{TI})) - \dot{m}_{SIC} c_P (T_{SIC} - T_{SO}) - \dot{Q}_{TI} - U_K A_K (T_{DL} - T_{zone}) = 0 \quad (103)$$

Yukarıdaki denklemlerde tek bilinmeyen termal ev ısıtması  $Q_{TI}$  dir. Denklem ( 103 ), matlab' ın “ fzero ” fonksiyonunu kullanarak  $Q_{TI}$  için çözülür.  $Q_{TI}$  Değeri bulununca bütün çıktılar hesaplanabilir. Bu rejimde, ayrı ayrı hesaplanan değişkenler domestik su ısıtması için termal enerji (  $Q_{DO}$  ), ev ısıtması için termal enerji (  $Q_{TI}$  ), ısı pompası değişkenleri, elektrik çıktısı (  $E_{YH}$  ), yakıt kullanımı (  $Y_{YH}$  ) ve yakıt hücresi sisteminin termal çıktısıdır (  $Q_{YH}$  ).

Depodan domestik suya ısı transferi aşağıdaki ifade ile hesaplanabilir;

$$Q_{DO} = \dot{m}_{SIC} \cdot c_p (T_{SIC} - T_{SO}) (t_2 - t_1) \quad (104)$$

Depodan eve ısıtma amaçlı ısı transferi

$$Q_{TI} = \dot{Q}_{TI} (t_2 - t_1) \text{ ile bulunur.} \quad (105)$$

Isı pompasıyla ilişkili çıktılar; ısı pompası çevrimiyle temin edilen ev ısıtması ( $Q_{IP}$ ), ek ısıtma ( $Q_{YED}$ ), kompresörün kullandığı elektrik ( $E_{IP}$ ), ek ısı için kullanılan elektrik ( $E_{YED}$ ) ve defrost için kullanılan elektrik ( $E_{DEF}$ ) yüküdür. Elektrikli ev ısıtması için gerekli elektrik ( $E_{E1}$ ), kompresör, ek ısıtma ve defrost için gerekli elektrik yüklerinin toplamıdır. Tüm değişkenler, ısı pompası sisteminin 73 – 80 denklemlerinin ( $t_2 - t_1$ ) için çözülmesiyle bulunur. Isı pompasındaki yük, ev ısıtma yüküyle termal ev ısıtması arasındaki farktır ( $Q_1 - Q_{TI}$ ).

Yakıt hücresi sisteminden alınan elektrik, yakıt kullanımı ve termal enerji aşağıdaki gibi hesaplanabilir;

$$E_{YH} = (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{EI} (\dot{Q}_I - \dot{Q}_{TI})) (t_2 - t_1) \quad \text{veya} \quad (106)$$

$$E_{YH} = (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{YÜKL} - \dot{E}_{AKÜ} + \dot{E}_{EI} (\dot{Q}_I - \dot{Q}_{TI})) (t_2 - t_1) \dots \quad \text{Hibrid sistemde}$$

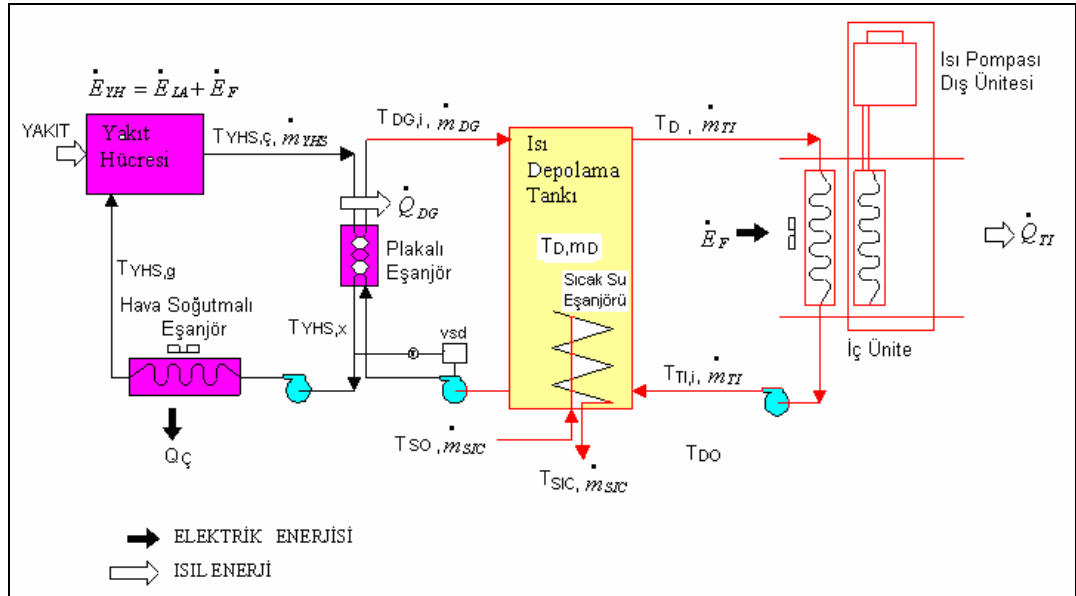
$$Q_{YH} = r_{TE} E_{YH} \quad (107)$$

$$Y_{YH} = \frac{E_{YH}}{\zeta} \quad (108)$$

$\zeta$ , Şekil 3. 20. de  $E_{YH}$ ' nin bir fonksiyonu olan yakıt hücresi sisteminin verimidir.

### Rejim 7 :

$T_D > T_{YH,x}$ . Bu rejim, depo sıcaklıkları  $T_{YH,x}$  den büyük olduğu durumlarda kullanılır. Domestik su ısıtma ve hacim ısıtması tümüyle tanktan gelen termal enerjiyle sağlanır. Yakıt hücresi sisteminden termal depolama tankına ısı transferi sınırlıdır, çünkü yakıt hücresi sistemi ve termal depolama tankı sıcaklığı arasındaki fark küçüktür.



**Şekil 3. 31.** TES Tesisatının rejim 7 için işletme durumu

### 3. 2. 2. 3 Klasik Enerji Sistemleri

Klasik enerji sistemleri için enerji kullanımları, iki özel alt rejimin ilavesiyle hesaplanır. Bu alt rejimlerdeki hesaplamalarda TES rejimlerinin fonksiyonları kullanılır.

Yine de sisteme termal enerjinin var olmadığını göstermek için,  $r_{TE}$  ve termal depolama tankından elde edilen enerji "0" yapılır. Klasik sistemler için özel hesaplar aşağıdaki bölümdedir.



### Klasik Sistem - tamamen elektrikli

Bu çalışma rejimi, bir enerji kaynağı olarak sadece elektriği kullanan klasik bir sistemi temsil eder. Domestik suyu istenen sıcaklığa ısıtmak için gereken elektrik gücü şöyledir:

$$\dot{E}_{DO} = \frac{1}{\eta_{elk.ısıtıcı}} \left[ \dot{m}_{SIC} C_P (T_{SIC} - T_{SO}) + \dot{Q}_K \right] \quad (109)$$

$\dot{Q}_K$ , Su ısıtıcısından ısı kaybını vermektedir.

$\eta_{elk.ısıtıcı}$  = Elektrikli su ısıtıcısının verimi ( % 100 )

Tüm yıl için ısı kaybı Güneş'in ( 2001 ) bildirdiğine göre Pontitakis tarafından 225 litrelik bir domestik su tankı için 1022 kWh olarak önerilmektedir.

Soğutma sezonu boyunca, her saat tesisten temin edilen elektrik gücü;

$$\dot{E}_{TES} = \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL} + \dot{E}_{DO} \quad (110)$$

Isıtma sezonu boyunca, ısı pompasıyla hacim ısıtması için kullanılan elektrik gücü  $E_{EI}$ , 73' den 80' e kadar olan denklemler kullanılarak hesaplanır. Tesisattan her saat için temin edilen toplam elektrik gücü;

$$\dot{E}_{TES} = \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL} + \dot{E}_{EI} + \dot{E}_{DO} \quad (111)$$

### Klasik Sistem - elektrikli soğutma / gazlı ısıtma

Bu rejim doğalgazlı klasik ısıtma sisteminin hesapları için kullanılır. Her saat şebekeden temin edilen elektrik gücü;

$$\dot{E}_{TES} = \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL} \quad (112)$$

$\dot{E}_{KL}$ , Isıtma sezonunda sıfırdır.

Hacim ısıtma yükü bir gazlı cihazla ( ya da sobayla ) karşılanır ve yakıt kullanımı şöyle hesaplanır.

$$\dot{Y}_I = \frac{\dot{Q}_I}{\eta_{gaz}} \quad (\text{veya gaz sobası}) \quad (113)$$

$\dot{Q}_I$ , Ev ısıtma yüküdür ve  $\eta_{gaz}$  gazlı cihazın 0.85 kabul edilen verimidir.

Domestik su doğalgazlı bir ısıtıcıyla ( şofben v.b. ) ısıtılır ve yakıt kullanım debisi şöyle hesaplanır;

$$\dot{Y}_{DO} = \frac{m_{DO} c_p (T_{SIC} - T_{SO}) + \dot{Q}_K}{\eta_{ısıtıcı}} \quad (114)$$

$\eta_{ısıtıcı}$ , Domestik su ısıtıcısının verimidir ve % 75 kabul edilmektedir.

Her saat kullanılan toplam yakıt debisi;

$$\dot{Y}_{GAZ} = \dot{Y}_I + \dot{Y}_{DO} \quad (115)$$

$\dot{Y}_I$ , Soğutma sezonunda sıfırdır.

### TES Modelinin Temel Parametreleri

Yakıt hücresi soğutma suyunun çıkış sıcaklığı bütün şartlarda 75 °C kabul edilmiştir. Isı depolama tankının büyüklüğü yakıt hücresi soğutma eşanjöründen gelen suyun depoya girişi ve çıkışı arasındaki 10 °C lik bir farkla 17.2 °C' lik kullanım suyunu 60 °C tasarım sıcaklığına ısıtabilecek enerjiyi depolayacak şekilde belirlenmiştir.

68.1 lt / h ASHRAE tarafından 3 oda 1 salonlu olarak evlerde tavsiye ettiği maksimum sıcak su ısıtma ihtiyacına karşılık gelmektedir.

Toplam ısı transfer katsayısı, domestik su çıkış sıcaklığı  $T_{DO}$  ve depo sıcaklığı  $T_D$  arasındaki 2 °C lik bir farka göre tespit edilmiştir ( depo içindeki kullanım suyu eşanjörünün ısı transfer kat sayısı ). Isı kaybı sadece tankla enerji alışverişi yapıyor ise tanktaki suyun sıcaklığı her saat 0.3 °C düşer.

Bu araştırmada değerlendirilen TES' in parametreleri aşağıdaki **çizelge 3. 11.**' de sunulmuştur. Isı pompası özellikleri **Ek 1. Çizelge 11.** ve üfleyici fanının özellikleri **Çizelge 12'** dedir.

**Çizelge 3. 11.** TES Modeli için Temel Parametreler

Parametre	Eleman	Değeri
$r_{TE}$ ( Termal / elektrik )	Yakıt Hücresi	şekil 3. 20.' deki gibi
Sistem Verimi	Yakıt Hücresi	şekil 3. 20.' deki gibi
$T_{DG}$ ( Yakıt hücresi çıkış sıc.)	Yakıt Hücresi	75° C
$UA$ ( Depo ve sıcak su arasındaki alana bağlı ısı transfer katsayısı )	Isı Depolama Tankın	0.25 kW/ K
$U_K$ ( Depo ve dış çevresi arasındaki toplam ısı transfer katsayısı )	Isı Depolama Tankı	0.849 W/m <sup>2</sup> K
$\eta_{elk.ısıtıcı}$ , ( Verim )	Elektrikli su ısıtıcısı	1
$T_{SIC}$ ( Sıcak su tasarım sıcaklığı )	Elektrikli su ısıtıcısı	60° C
$ITK$	Isı Pompası	3.16 (ARI şartlarında)*
$STK$	Isı Pompası	2.68 (ARI şartlarında)
$\dot{Q}_{IP,kap}$ 8.3 °C'da ( Isı pom. ısıtma kap.)	Isı Pompası	5.7 kW (ARI şartlarında)
Isıtma Pompası Soğutma Kapasitesi	Isı Pompası	5.9 kW (ARI şartlarında)
$\eta_{elk.ısıtıcı}$ , ( Elektrikli ısıtıcı )	Isı Pompası	1

\* ARI Şartları: Ekipman soğutma kapasitesi dış sıcaklık 35° C de ve iç serpantine giren hava 26.7° C kuru, 19.4° C yaş termometre sıcaklıkta iken ölçülür. Isıtma kapasitesi ise yüksek sıcaklıklı ısıtma için dış hava 8.3° C kuru, 6.1° C yaş termometre sıcaklıkta ve iç serpantine giren hava 21.1° C iken, düşük sıcaklıklı ısıtma için dış hava -8.3° C kuru, -9.4° C yaş termometre sıcaklıkta ve iç serpantine giriş 21.1° C iken ölçülür.

### 3. 2. 3. Akünün hibrid sistem için çalışması

Seçilen Powerfit S512 / 60 model akü 15 dakikada 1264 W veriyor ( 1.75 V / hücre ), evsel elektrik kullanımında 15 dakikada 5.5 kW güç çekildiği için ( Bak Böl.2. Elektriksel Yükler ), DC – AC evirici ( inverter ) girişinde 5.5 kW / inverter ver.= %83 , yani 6.626 kW batarya gücü olmalıdır. Bu nedenle yukarıdaki aküden 5 tanesi paralel bağlanacaktır. Deşarj süresi ve deşarj gücü aşağıda **Çizelge 3. 12.** ‘ dir.

Bu akünün 20 °C’ de sabit güçle boşaltma kapasitesi 1, 10, 20 saatlik süreler için:

Nominal Voltaj : 12 V

$C_1 = 40.8 \text{ Ah}$  ( 1.60 V / Hücre )

$C_2 = 58 \text{ Ah}$  ( 1.75 V / Hücre )

$C_3 = 61 \text{ Ah}$  ( 1.75 V / Hücre ) ‘ dir.

**Çizelge 3. 12..** Seçilen akü’nün t süresinde sabit güç çekimi için verebileceği max. güç

3 dak	5 dak	10 dak	15 dak	20 dak	30 dak	45 dak	1 saat	2 saat	3 saat	5 saat	8 saat	10 saat
2746 W	2288 W	1623 W	1264 W	1026 W	752 W	552 W	446 W	264 W	194 W	126 W	82 W	68 W

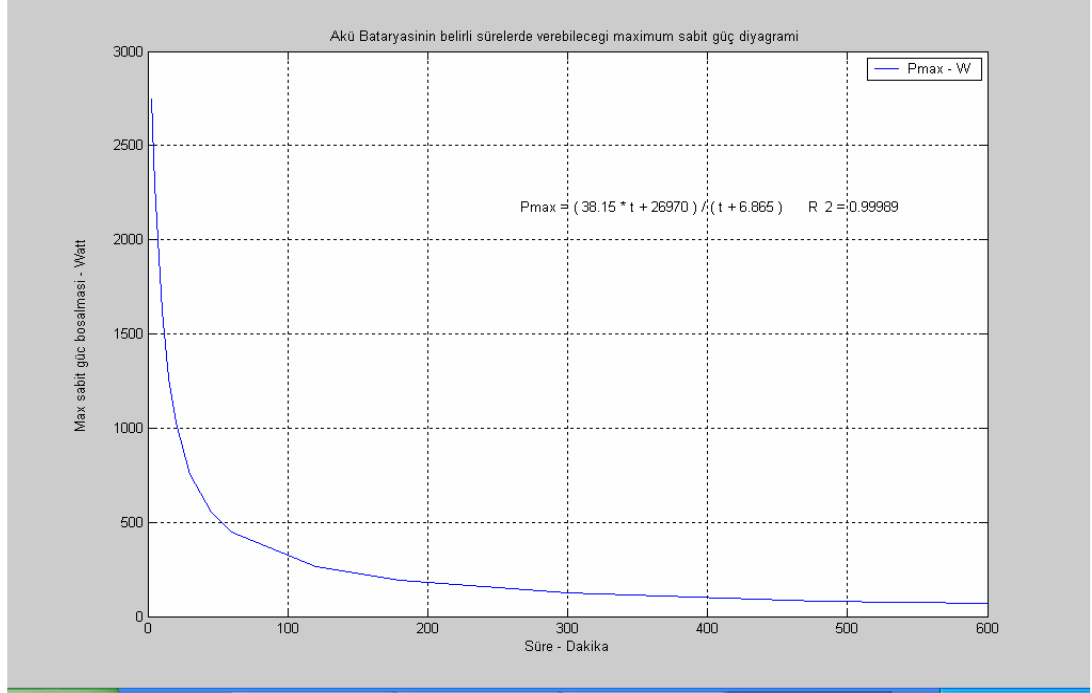
**Kaynak:** [www.networkpower.exid.com](http://www.networkpower.exid.com)

Matlab’ dan bu değerlere göre  $R^2 = 0.999$  determinant katsayısıyla

$$P_{\max} = ( 38.15 t + 26970 ) / ( t + 6.865 ) \text{ dir.} \quad ( 116 )$$

t : Boşaltım süresi ( saat )

Aşağıdaki **Şekil 3. 32.**’ de bu değişim görülmektedir.



**Şekil 3. 32.** Powerfit ( S512 / 60 ) Kurşun Asit Batarya'nın t sürede vereceği max. güç  
**Kaynak :** [www.networkpower.exid.com](http://www.networkpower.exid.com)

### Bataryadaki Enerji Dengesi:

Evin elektrik sisteminin her işletme rejiminde TES' nden talep ettiği güç (  $P_{yük}$  ) aynı zamanda DC – AC ( doğru akım – alternatif akım ) evirici çıkışına Y.H. yükü (  $P_{giriş}$  ) olarak yansır ( şekil 3. 14).

$$P_{giriş} = P_{yük} / \eta_{DC-DC} , \quad (kW) \quad (117)$$

$\eta_{DC-DC} = \% 83$ , Y.H. Çıkışındaki DC – DC evirici ( doğru akım – doğru akım ) verimi  
 $P_{giriş} =$  Net olarak Y.H.' ne gelen DC – DC evirici girişindeki güç, ( kW )

Aktif haldeki rejimin  $\Delta t$  ( saat ) çalışma süresinde aküden enerji istenirse, çekilen enerji:

$$E_{cd,akü} = ( P_{yük} / \eta_{DC-AC} ) * ( t_2 - t_1 ) * 3600 * 1000 , \quad (J) \text{ şeklinde hesaplanır. } (118)$$

$\eta_{DC-AC} = \% 93$ , DC - AC evirici verimi

Başlangıçta  $\Delta t = 60$  dakika alınarak akünün verebileceği maksimum güç ( $P_{max}$ ) aküye özgün sabit güç - zaman diyagramı şekil 3. 32.'den ( $E_{cd,akü}$  birimi J 'den W' a,  $\Delta t$  ise dakikaya çevrilerek ) bulunur, sonra akünün 60 dakikada verebileceği maksimum enerjiye ( $E_{max,akü}$ , J) dönüştürülür, bulunan güç rejim bittiğinde bulunan gerçek

$\Delta t = (t_2 - t_1) * 60$ , ( dak.) ile düzeltilir.

$\Delta t$  Süresi sonunda aküde kalan enerji

$$E_{kal,akü} = E_{max,akü} - E_{cd,akü} \quad (J) \quad (119)$$

Akünün doluluk durumu:

$$SOC = 1 - \frac{I_{ort} * \Delta t}{C_{boş}} \quad (Ah) \quad (120)$$

$$I_{ort} * \Delta t = C_{boş} (1 - SOC) \quad (Ah)$$

$$C_{boş} = \frac{I_{ort}}{1 - SOC} * \Delta t \quad (Ah), \quad (\text{boşaltma hızı}).$$

( $I_{ort}$ ) Bilinmediği için SOC 'nin tespitinde programda kullanılan formül;

$$SOC = E_{kal,akü} / E_{max,akü} \quad \text{dür.} \quad (121)$$

Eğer  $SOC \leq 0.20$  ise akü dolumu başlar. Dolum için gereken enerji akü doluluk durumu  $SOC = 1$  olacak şekilde hesap edilir ve belirlenen toplam doldurma süresi 8.5 saate bölünür, böylece saat başına düşen doldurma enerjisi ( $\dot{E}_{YÜKL}$ ) bulunur. Her aktif rejimdeki  $\Delta t$  süresinde Y.H.' ne gelen doldurma yükü ( $E_{yh,yükl}$ ) Y.H. çıkışındaki yükleyici (DC – DC evirici) üzerinden aküye yüklenir.

$$E_{yükl} = (1 - SOC) * E_{max,akü} / C_{dol} / 1000 / 3600 / \eta_{akü}, \quad (kW) \quad (122)$$

Yükleyici (akü doldurma,  $\eta_{akü}$ ) verimi  $\eta_{DC-DC} = \% 83$

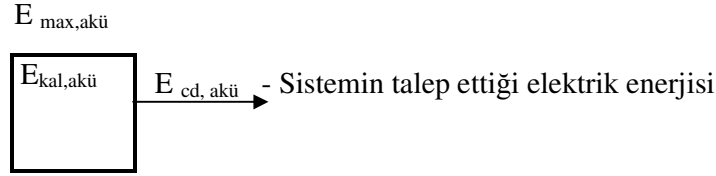
Doldurma süresi  $C_{dol} = 8.5$  saat ,

$\Delta t$  ( saat ) Süresinde Y.H.' nden çekilen enerji:

$$E_{yh, \text{yük}} = \dot{E}_{YÜKL} * \Delta t / \eta_{\text{yük}} \quad (123)$$

Rejim sonunda  $\dot{E}_{YÜKL}$  ve SOC' e rejimin gerçek süresine göre tekrar bakılır. Akünün dolumu için Z sayacı ( bilgisayar programında  $\Delta t$  sürelerinin toplamını tespit etmek için kullanılır ) ve SOC kontrolü birlikte yapılır ( % 80 veya % 90 dolulukta ise doldurma işlemi bitirilebilir ).

**1. Durum SOC > 0.20 iken** ( Akü çalışıyor, boşaltma var )

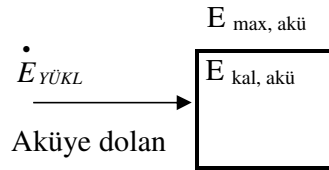


$$E_{max, akü} = (P_{max} / \eta_{DC-AC}) * (t_2 - t_1) * 3600 \text{ (kJ)}, \quad (P_{max} \text{ şekil 3. 32.' den})$$

$$E_{kal, akü} = E_{max, akü} - E_{cd, akü} \text{ (kJ)}$$

$$E_{cd,akü} = (P_{yük} / \eta_{DC-AC}) * (t_2 - t_1) * 3600, \text{ (kJ)}$$

**2. Durum SOC < = 0.20 ise** ( Akü çalışmıyor, dolumda )



$$\dot{E}_{YÜKL} = (1 - SOC) * E_{max, akü} / 8.5 / \eta_{akü}$$

$$E_{kal, akü} = \dot{E}_{YÜKL} + E_{kal, akü}$$

$$SOC = \frac{E_{kal,akü} + \dot{E}_{yük}}{E_{max,akü}}$$

$E_{cd, akü} = 0$ , Akü yüke cevap vermiyor sadece dolumda.

Bilgisayar programında düşük ve pik elektriksel yüklerin yakıt hücresi ile akü tarafından ortak karşılanması için değişiklik yapıldı ( şekil 3. 23. ). Bunun için önce her rejimde giriş verileri alındı. Elektriksel yüklerin kısmi yük oranı ( PLR ) belirlenen oranın üstüne çıktığında yükün % 100' den geri kalanı, % 5 ' in altına düştüğünde ise tamamı aküye verildi ( hibrid çalışma durumu ). Analizlerde kısmi yük oranı ( PLR = Elektriksel yük / Y.H. nominal kapasitesi ) % 50 ve % 75 ' i geçtiğinde akü ile hibrid çalışma durumu incelendi.

Isıtma sezonunda ev ısıtması için termal yük kullanımı (  $\dot{Q}_{TI}$  ) söz konusu olduğundan ve bu  $Q_{TI} = r_{TE} * E_{YH}$  ilişkisiyle  $r_{TE}$  ' ye ( termal yük / elektriksel yük oranı ) bağlı olduğundan bu dönemde depolanan termal enerji önemli rol oynamaktadır. Bu dönemde çoğunlukla işletmede olan 5. ve 6. rejimlerdir.  $\dot{Q}_{TI}$  ' nin ev ısıtması için yetersiz kalması halinde yedek elektrikli ev ısıtması (  $\dot{E}_{EI}$  ) devreye girmektedir. Bu rejimlerde ısı pompasının dış sıcaklığa bağlı ısıtma gücü de test edilmekte ve yetersiz kalırsa  $\dot{E}_{EI}$  yedek elektrikli ısıtma ile ev ısıtması takviye edilmektedir. Buna göre; akü çalışmasının modellenmesi için bilgisayar programına 4 alt rejim eklenmiştir, önce her rejimin girişinde, giriş verilerindeki elektriksel yüklere bakılarak akü yükü (  $\dot{E}_{AKÜ}$  ) olup olmadığı tespit edilir ( Bkz. Şekil 3. 23. ), sonra akünün bu yükü karşılayacak dolulukta olup olmadığı analiz edilir. Yeterli güç varsa akü devreye sokulur, eğer yoksa aküye gelen  $\dot{E}_{AKÜ}$  yükü karşılanamaz olduğu için sıfırlanır ve bunun yerine Y.H. tarafından aküyü doldurmak üzere gerekli  $\dot{E}_{CONV}$  yükü hesaplanarak Y.H.' nin toplam elektrik yüküne eklenir. Toplam elektrik yükü ve kısmi yük oranına göre bulunan  $r_{TE}$  den Y.H.' nin termal çıktısı bulunur ve buna göre termal ev ısıtması  $\dot{Q}_{TI}$  ' nin ne kadar olabileceği rejim 6. 5.' da hesaplanır. Eksik kalan evsel ısıtma yükü için ısı pompası kapasitesi dış sıcaklığa bağlı olarak yine aynı rejimde hesap edilir. Yetersiz kalırsa, elektrikli ev ısıtması  $\dot{E}_{EI}$  bulunarak toplam elektrik yüküne eklenir. Akülü hibrid sistem çalışması için bilgisayar modelinde yapılan değişiklik ve eklenen alt dosyalar **Ek 6.**' dadır.



### 3. 2. 4. Farklı yakıtlara göre çalışma verimleri

Yakıtların hidrojen'e dönüşümü ve proses verimleri için kuramsal bilgiler **ek 2** dedir.

Metan kullanan yakıt hazırlayıcı ve Y.H. grubunun değişik stokyometrik oranlarda yakıt hazırlama verimleri:

Aşağıdaki **çizelge 3. 13.** metan kullanan yakıt hazırlayıcısı ve Y.H. grubunun değişik stokyometrik oranlarda yakıt hazırlama verimlerini göstermektedir.

**Çizelge 3. 13.** Metan kullanan yakıt hazırlayıcısı ve Y.H. gurubunun farklı stokyometrik oranlarda \* yakıt hazırlama verimleri:

$x = O_2 / CH_4$	Hava/ $CH_4$	Reformerde bağlı $H_2$ yoğ. Ek2. Denk 42, ( % )	$LHV_{CH_4, kul.}$ Ek2. Denk. 43	$LHV_{H_2, üre}$ Ek2. Denk.48	Reformer max. ver. Ek2.Denk 47 ( % )	Yakıt kul. %, $H_2$ ba- şına, ( y ) Denk. 130	Top.ver %, 47*130
0	0	80	252230	231192	91.6	76	69.61
0.10	0.476	73.41	238566	219632	92	76	69.92
0.44	2.094	54.03	191758	180329	93.9	76	71.36
1	4.76	29.58	191758	115596	60.28	100	60.68
1.5	7.14	26.17	191758	57798	30.14	100	30.16
2	9.52	0	0	0	0	100	0

\* Stokyometrik oran: Teorik tam yanma reaksiyonundaki ( min.hava / yakıt ) oranı.

$$x = \frac{\overline{O_2}}{CH_4}$$

$CH_4$  için  $n = 1$ ,  $m = 4$ ,  $p = 0$

$$Max.H_2 \% = \frac{2n - 2x - p + m/2}{n + \left(2n - 2x - p + \frac{m}{2}\right) + 3.76x} * 100 \quad (124)$$

$$Verim = \frac{LHV_{H_2, \text{üretilen}}}{LHV_{CH_4, \text{kullanılan}}} * 100 \quad (125)$$

$x = 0$  ' da , **Ek 2.** denklem 43' e göre

$$\begin{aligned} \text{Reaksiyon ısısı} &= n \Delta H_{f, \text{CO}_2} - (2n - 2x - p) \Delta H_{f, \text{sıvı su}} - \Delta H_{f, \text{yakıt}} \\ &= 1 * (-94051) - (2 * 1 - 0 - 0) * (-68317) - (-17889) = 60472 \text{ cal / gmol} \quad (126) \end{aligned}$$

$$\text{Eksik ısı} = 60472 \text{ cal / gmol}$$

Reaksiyon endotermik ( böl.3. 1. 2 ), reaksiyondaki eksik ısıyı tamamlamak için;

$$\text{LHV}_{\text{CH}_4, \text{kull.}} = 191758 \text{ cal / gmol} + 60472 = 252230 \text{ cal / gmol} \text{ olmalı} \quad (0 < x < 0.44)$$

$$\text{Verim} (0 < x < 0.44) = \frac{\text{LHV}_{\text{H}_2, \text{ÜRETİ}}}{252230} * 100$$

**Ek 2.** denklem 47' ye göre ;

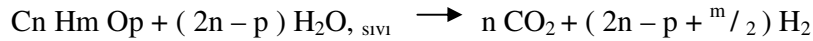
$$\text{LHV}_{\text{H}_2, \text{ÜR.}} = [2n - 2x - p + (m/2)] * 57798 \text{ cal / gmol} = (2 * 1 - 2 * 0 - 0 + 4/2)$$

$$* 57798 = 231192 \text{ cal / gmol}$$

**Ek 2.** denklem 48' e göre ;

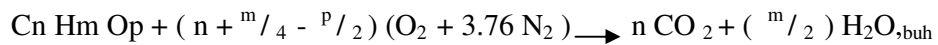
$x = 0$  ' da

$$\text{Verim} = (231192 / 252230) * 100 = \% 91.6$$



SR' deki Reaksiyon ( y mol. Yakıt gidiyor )

$$\Delta H_{r, 1} = n \Delta H_{f, \text{CO}_2} - (2n - p) \Delta H_{f, \text{sıvı su}} - \Delta H_{f, \text{yakıt}} \quad (127)$$



Ek ısı için brülördeki reaksiyona ( 1 - y ) mol. yakıt gidiyor.

$$\Delta H_{r,2} = n \Delta H_{f, CO_2} + \frac{m}{2} \Delta H_{f, buh} - \Delta H_{f, yak} \quad (128)$$

SR' in Maksimum veriminde her iki reaksiyonun net ısı etkisi 0'dır

$$x = 0.44' \text{ de, } \eta = \max ).$$

$$\text{Buradan } y \Delta H_{r, 1} + ( 1 - y ) \Delta H_{r, 2} = 0 \quad (129)$$

$\Delta H_{r,1}$  ve  $\Delta H_{r,2}$  yerlerine konulunca

$$y * [ n \Delta H_{f,CO_2} - ( 2n - p ) \Delta H_{f, sıvı su} - \Delta H_{f, yakıt} ] +$$

$$( 1 - y ) ( n \Delta H_{f,CO_2} + ( m / 2 ) \Delta H_{f, buh} - \Delta H_{f, yak.} ) = 0$$

$$y = \frac{n \Delta H_{f, CO_2} + \frac{m}{2} \Delta H_{f, buh} - \Delta H_{f, yak.}}{(2n - p) (\Delta H_{f, su}) + \frac{m}{2} (\Delta H_{f, buh.})} \quad \text{olmaktadır.} \quad (130)$$

$$\text{Yanma ısıları: } \Delta H_{f, buh} = 57745 \text{ cal / gmol}$$

$$\Delta H_{f, CO_2} = 94051 \text{ cal / gmol}$$

$$\Delta H_{f, su} = 68317 \text{ cal / gmol}$$

$$\Delta H_{f, CH_4} = 17889 \text{ cal / gmol}$$

SR Reformer'in maksimum veriminde ( x = 0.44' de );

$$y = \frac{1 * 94051 + 4/2 * 57745 - 17889}{(2 * 1 - 0) * 68317 + 4/2 * 57745} = 0.76 \text{ mol}$$

SR' deki yakıt tüm yakıtın % 76' sındır ve % 24' ü brülördedir.

Bu durumda; 1 mol yakıt ( metan ) enerjisinin % 93.9 \* % 76 = % 71.36' sı 1 mol H<sub>2</sub> için kullanılmaktadır.

Bu durum için stokiyometrik oran,

$$x = \frac{\overline{O_2}}{CH_4} = 0.44 \text{ dür.}$$

Bu,  $0.44 * (O_2 + 3.76 N_2) = 2.094$  mol hava demektir.

Diğer stokiyometrik oranlar için ( y ) ve ( 1 - y ) tespit edilmelidir.

( Bilgisayar prog. da  $\eta_{Yakit} = \% 94 * \% 80 = \% 75$ , stokiyometrik oran = 2 alınmıştır.)

**x = 0** İçin;

( yani SR' de yakıt sadece H<sub>2</sub>O' dan O<sub>2</sub> alıyor. Bölüm 3. 1. 2. ) Bu durumda verilen ek enerji 60472 cal / gmol yakıt kadar olup (  $\Delta H_{r,1}$ ' in fazlası 60472 cal / gmol yakıt )

$$y = \frac{191670}{252124} = 0.76$$

Yakıt reformerine giden yakıtın mol oranı ( % )

$$1 - y = 1 - 0.76 = 0.24$$

Brülöre giden yakıtın ( % ) mol oranı.

$$\text{Toplam Verim} = SR_{\text{max. verim, } x=0} * y$$

$$\% 91.6 * \% 76 = \% 69.61 \text{ 'e düşer.}$$

**x = 1** için;

y = % 100. Burada reaksiyon exotermik olduğu için brülörde ek ısı yaratmaya gerek yok ( bölüm 3. 1. 2. ) ve tüm yakıt H<sub>2</sub> elde etmek için reformere veriliyor.

Toplam Verim:

$$\% 60.28 * \% 100 = \% 60.28 \text{ olur.}$$

**x = 1.5** için;

y = % 100. Burada reaksiyon exotermik olduğu için brülörden ek ısı almaya gerek yok.

Tüm yakıt H<sub>2</sub> elde etmek için reformere veriliyor ve tüm yakıt enerjisi reformerin kendi içinde harcanıyor.

$$\text{Toplam verim} = \% 30.14 * \% 100 = \% 30.14$$

### Değişik Stokiyometrik Oranlara Göre Yakıt Enerjisi Kullanımı:

$$x = \frac{\overline{O_2}}{CH_4}, \quad PLR = \frac{\text{yük}}{YH.kapasitesi}, \quad PLR = \text{Kısmi yük oranı}, \quad \eta_{YH} = f(PLR)$$

x = 0, ( H<sub>2</sub> üretmek için gerekli O<sub>2</sub>' i sadece reformere verilen su sağlıyor )

**PLR > 0.05 ise**

$$\eta_{YH} = 0.9033 * PLR^5 - 2.9996 * PLR^4 + 3.6503 * PLR^3 - 2.0704 * PLR^2 + 0.4623 * PLR + 0.3747$$

Her noktada daha önce Y.H. modelinin yakıt enerjisinin %75' ini kullandığı varsayımıyla yakıt tüketimleri bulunmuştur.

( % 94 Reformer ver.\* % 80 Y.H. yakıt kullanım verimi = % 75 ).

Bu nedenle;

$$\eta_{YH, x=0} = \frac{\eta_{YH}}{\%75} * \%56.15 \text{ ( tablodan } x = 0 \text{ için )} = 0.75 * \eta_{YH}$$

$$x = 0.44 \text{ için, } \eta_{YH, x=0.44} = \frac{\eta_{YH}}{\%75} * \%71.36 = 0.95 * \eta_{YH} \text{ PLR > 1 Y.H. kap. arttırılmalı}$$

$$x = 1 \text{ için, } \eta_{YH, x=1} = \frac{\eta_{YH}}{\%75} * \%60.28 = 0.80 * \eta_{YH}$$

$$x = 1.5 \text{ için } \eta_{YH, x=1.5} = \frac{\eta_{YH}}{\%75} * \%30.14 = 0.40 * \eta_{YH} \quad \text{PLR} > 1 \text{ Y.H.kap.artmalıdır.}$$

**PLR < 0.05 ise** Batarya doldurma ve boşaltma kayıpları % 30 alınacak olursa verim;

$$\eta_{YH, PLR < 0.05} = \eta_{YH, PLR = 0.05} * \%70 = 0.384 * 0.70 = 0.27 \text{ alınır.}$$

### Değişik Yakıtların H<sub>2</sub> Üretmek için Yakıt Kullanım Oranları ve Maksimum Teorik Reformer Verimleri:

Değişik yakıtlar için genel özellikler **çizelge 3. 14.**' tedir.

**Çizelge 3. 14.** Y.H.'nde Kullanılan yakıtların özellikleri, max. reformer verimleri

YAKIT	Metanol CH <sub>3</sub> OH	Propan C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Etanol C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> OH	Benzin C <sub>7,14</sub> H <sub>14,3</sub> ( sıvı )	LPG (C <sub>3,6</sub> H <sub>9,2</sub> ) %60Bütan +%40 Propan	Bütan C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Diesel C <sub>13,57</sub> H <sub>27,14</sub>	Hidrojen H <sub>2</sub>
( C ) n: mol sayısı	1	3	2	7.14	3.16	4	13.57	0
( H ) m: mol sayısı	4	8	6	14.28	9.2	10	27.14	2
( O ) P: mol sayısı	1	0	1	0	0	0	0	0
y: reformere giren mol s.	0.605	0.761	0.78	0.74	0.76	0.76	0.75	1
$\eta_{\text{maxref}}$ % max.ref.ver.	96.3	93.9	93.7	90.8	88.356	84.66	82.18	100
$\eta_{\text{yak}}$ % y* $\eta_{\text{maxref}}$	58.263	71.46	73.09	67.44	67.188	64.34	61.635	100
$\Delta H_{f, \text{yak}}$ yak. oluşum entalpisi cal/mol	57000	24802.96	66321.94	53000	27998.28	30128.5	69786	0
LHV yak alt yakıt ısıtm.değeri cal/mol	158442	478120	299011	1019823	603538 cal/mol / 47.6= 12679 kcal / kg	687150.7	1929782	54731.31
Yoğunluk	0.271 kg / m <sup>3</sup>	1.92 kg / m <sup>3</sup>	0.275 kg / m <sup>3</sup>	0.746 kg / lt	2.286 kg / m <sup>3</sup>	2.53 kg / m <sup>3</sup>	0.808 kg / lt	0.085 kg / m <sup>3</sup>

$$y = \frac{(n) * \Delta H_{f,CO_2} + (m/2) * \Delta H_{f,büt} - \Delta H_{f,yak}}{(2n - p) * 68317 + (m/2) * 57745}$$

$$y = \frac{(n) * 94051 + (m/2) * 57745 - \Delta H_{h,yak}}{(2n - p) * 68317 + (m/2) * 57745}$$

$$M(C_4H_{10}) = 48 + 10 = 58 \text{ kg / kmol,}$$

$$M(C_3H_8) = 36 + 8 = 44 \text{ kg / kmol,}$$

$$M_{LPG} = 47.6 \text{ kg / kmol}$$

Propan için Teorik Maksimum Reformer Verimi =

$$\frac{[2n - 2x - p + (m/2)] * 57798}{LHV_{propan}} * 100 = \frac{[2 * 3 - 2 * (1.116) + 4] * 57798}{478120} * 100 = 93.9$$

x'in Bulunması:

$$\Delta H_r = n \Delta H_{f,CO_2} - (2n - 2x - p) \Delta H_{f,su} - \Delta H_{f,Propan} = 0$$

$$3 * 94051 - (2 * 3 - 2x - 0) * 68317 - 24803 = 0$$

$$x_{Propan} = 1.116$$

Bütan için Teorik Max. Ref. Verimi =

$$\frac{(2n - 2x - p + m/2) * 57798}{LHV_{BÜTAN}} * 100 = \frac{[2 * 4 - 2 * (1.467) + 5] * 57798}{687150.7} * 100 = 84.66$$

$$\Delta H_r = n \Delta H_{f,CO_2} - (2n - 2x - p) \Delta H_{f,su} - \Delta H_{f,bütan} = 0$$

$$4 * 94051 - (2 * 4 - 2x - 0) * 68317 - 30128.5 = 0$$

$$x = \frac{200460.5}{2 * 68317} = 1.467 \quad x_{Büt} = 1.467$$

### Değişik Yakıtlar için Bilgisayar Programının Revizyonu:

$$LHV_{CH_4} = 50069.47 \text{ (kJ/kg)} * M \text{ (kg/kmol)} = 50069.47 * \frac{16}{4.187} = 191758 \text{ (cal/mol)}$$

$$\eta_{YH,düz} = \frac{\eta_{YH} * \eta_{yak}}{0.75}$$

Çizelge 3. 14.' den:

$$\eta_{METANOL} (CH_3OH) = \eta_{YH} * 0.58 / 0.75 = 0.77 * \eta_{YH}$$

$$\eta_{ETANOL} (C_2H_5OH) = \frac{0.7309}{0.75} * \eta_{YH} = 0.97 * \eta_{YH}$$

$$\eta_{PROPAN} (C_3H_8) = \frac{0.7146}{0.75} * \eta_{YH} = 0.95 * \eta_{YH}$$

$$\eta_{BÜTAN} (C_4H_{10}) = \frac{0.6434}{0.75} * \eta_{YH} = 0.86 * \eta_{YH}$$

$$\eta_{LPG} (\%60Bütan)(\%40Propan) = \frac{0.67188}{0.75} * \eta_{YH} = 0.89 * \eta_{YH}$$

$$\eta_{GASOLLNE} (C_{7,14}H_{14,28}) = \frac{0.6744}{0.75} * \eta_{YH} = 0.90 * \eta_{YH}$$

$$\eta_{DİZEL} (C_{13,57}H_{27,14}) = \frac{0.6163}{0.75} * \eta_{YH} = 0.82 * \eta_{YH}$$

$$\eta_{HİDROJEN} (H_2) = \frac{1}{0.75} * \eta_{YH} = 1.33 * \eta_{YH}$$

**SOFC' in Çalışması:** SOFC, Maksimum kapasitesine yaklaştıkça kısmi yük verimleri artar. Konsantrasyon, aktivasyon ve ohmic polarizasyonları azalan verimle birlikte değişir. Kısmi yükte verimli çalışması evsel uygulamalar için uygundur. Aşağıdaki **şekil 3. 33.** SOFC' li bir CHP'nin çalışma prensibini göstermektedir.





Özellikler: ( Hawkes 2005 )

$$\text{Elektriksel verim: } - 0.0607 * \text{PLR}^3 + 0.253 * \text{PLR}^2 - 0.453 * \text{PLR} + 0.6593 \quad (131)$$

Kısmi yük oranı

$$\text{PLR} = \frac{E_{YH,ort}}{E_{YH,kap}} \quad (132)$$

DC - AC Evirici düşük yüklerde % 7 kayıp verir, yüksek güçlerde % 3 kayıp verir.

Toplam verim ( ısı + güç )

$$\eta_{top} = 0.05 * \text{PLR} + 0.9 \quad (133)$$

SOFC elektriksel çıktısına ;

1 – Hava ve yakıt ön ısıtma yükü = % 10 \* E<sub>YH</sub>

2 – Fan için, % 5 \* E<sub>YH</sub> eklenir.

3 – 50 W Sabit otomatik kontrol yükü eklenir.

4 – PLR < 0.2 ‘den az yüklerde SOFC çalıştırılmaz.

Sistem işletme basıncı 1 bar, yakıt ve hava giriş sıcaklığı 750 °C olan yakıt kullanım oranı % 75, hava oranı 8.93, giriş yakıtı % 28.1 CH<sub>4</sub>, % 56.7 H<sub>2</sub>O, % 0.5 CO, % 12 H<sub>2</sub>, % 2.7 CO<sub>2</sub> ‘ den ibaret, buhar / karbon oranı 2 ve CH<sub>4</sub> ‘ in molar sayısının % 10 ‘ u Y.H. ‘ nden önce reforme edilmiş CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>O, CO, H<sub>2</sub> ve CO<sub>2</sub> den ibaret bir SOFC ‘ li CHP ‘ dir. Sistem verimi ( AC – DC Dönüştürücü verimi dâhil ) :

$$\eta_{el} = 0.04911 * \text{PLR}^3 + 0.007991 * \text{PLR}^2 - 0.2849 * \text{PLR} + 0.5924 \quad (134)$$

Toplam Verim : ( Isı + Güç ) verimi.

( Isı + Güç ) için  $\eta_{top} = 0.05 * \text{PLR} + 0.9 = \eta_{ter} + \eta_{elek} = \eta_{elek} ( 1 + r_{TE} )$  ‘ den

$$r_{TE} = \frac{0.05 \text{PLR} + 0.9}{\eta_{elk}} - 1 \quad \text{dir.} \quad (135)$$

Eğer  $PLR > 0.2$  ise

$$\eta_{el} = 0.04911 * PLR^3 + 0.007991 * PLR^2 - 0.2849 * PLR + 0.5924,$$

Eğer  $PLR < 0.2$  ise

$$\eta_{el} = 0.5 * 0.70 = 0.35 \text{ Alınır.}$$

Burada, Y.H. verimi çok düştüğü için çalıştırılmaz, aküler devreye girer. Akü devrede iken akü dolumu ve boşaltımı için Y.H. veriminin % 30 düştüğü kabul edilmektedir ( Güneş 2001 ). Bu nedenle;  $PLR < 0.2$  altındaki  $\eta_{el}$  verimi, % 50' nin (  $PLR = 0.20$ ' deki sistem ver.) % 70'i yani % 35 alınmıştır.

## 4. ARAŞTIRMA SONUÇLARI ve TARTIŞMA

### 4. 1. Evsel Enerji Yüklerinin Analizi

**Isıtma Yükleri:** Doğalgaz sektörünün şehirlerdeki gelişim süreçleri incelendiğinde şu sonuca varılmıştır.

Kombi tüketimleri sıcak su ve ocak yüklerini de kapsadığı için ( gaz faturaları gaz tüketiminin tümünü kapsar ) ortalama tüketim değerleri diğer gazlı cihazlardan daha yüksek çıkmaktadır. Doğalgaz ile ısınmaya geçmeden önce soba ile ısıtılan evlerde dahi maddi olanaklar ölçüsünde kombi ile ısıtma tercih edilmektedir. Yani bireysel ısınma öncelikli bir tercihtir. Merkezi sistemle ( düşük sıcaklıklı kazan sistemleri v.b. ) ısıtılan apartman dairelerinin birçoğu kombiyle ısıtmayı seçmiştir ( Ek 1. Çizelge 4. ve 5. ). Dolayısı ile araştırmada bu evlere öncelik verilerek “şofben + ocak” yükleri bu abonelerin gaz faturalarından çıkarıldı ve sıcak su gereksinimleri ile ısınma gereksinimleri ayrı ayrı analiz edildi.

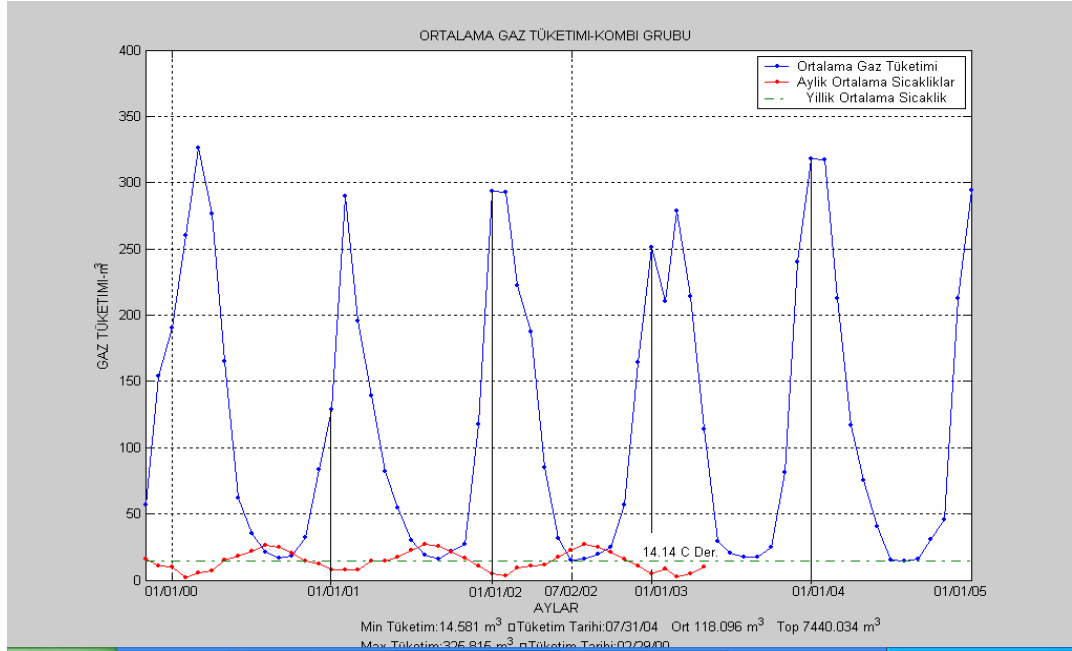
Bu evlerin yapılan ankete göre ortak yapısal özellikleri, ailelerin enerji tüketim alışkanlıkları ve yapısı şu şekilde tespit edildi.

Kombili evlerin;

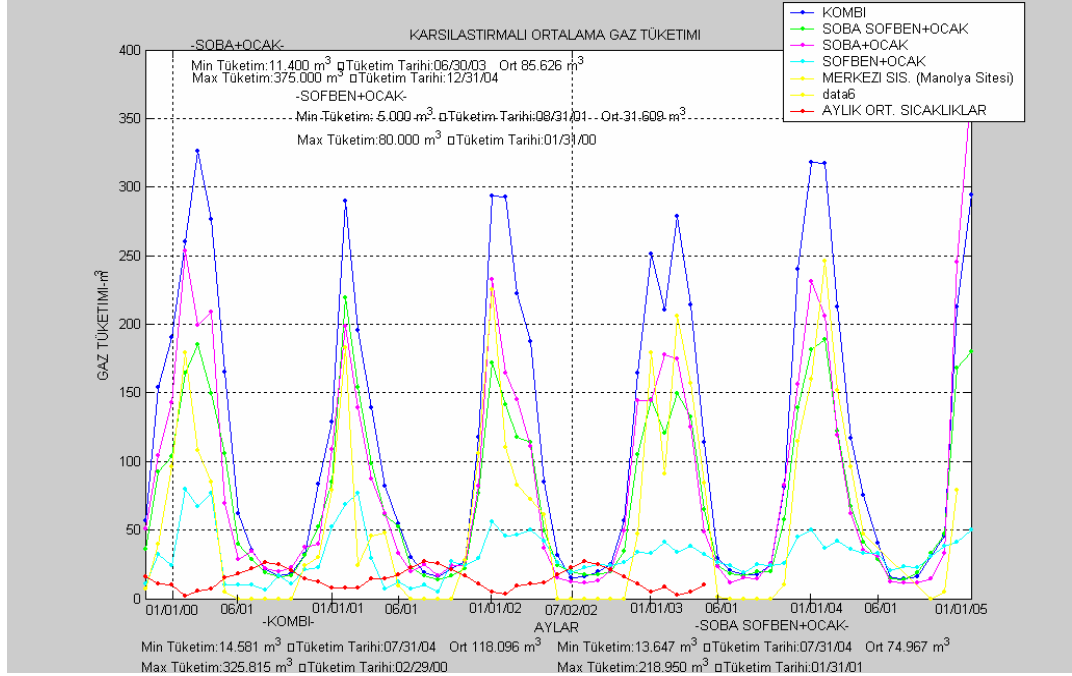
- Ortalama taban alanları: 115 m<sup>2</sup>, 3 oda 1 salonu var, % 78'i çift camlı, % 18'i izolasyonludur.
- Ortalama 3 yetişkin + 1 çocuk var, gündüz evde en az 1 yetişkin + 1 çocuk veya 1 yetişkin kalmaktadır.
- Her evde çamaşır makinesi, % 50 sinde bulaşık makinesi var.
- Yazın her gün, kışın 3 günde bir duş yapılıyor ( min. 15 – 20 dak. / kişi ).
- Haftada ortalama 1.5 saat ütü, 1 saat elektrikli süpürge kullanılıyor.
- Haftada ortalama 1.5 saat çamaşır makinesi, 1.5 saat bulaşık makinesi kullanılıyor günde en az 1 kez 30 dakika elde bulaşık yıkıyor, fırın ortalama haftada 1 ya da 2 kez kullanılıyor. Her evde buzdolabı, TV, saç kurutma, müzik seti, radyo vb. bulunmaktadır.

Tüketim eğrisinin ortalama aylık dış sıcaklık eğrisini kestiği denge noktalarının analizinden kış mevsiminin başında ısınmanın günlük dış sıcaklık ortalamalarının 14 °C' ye düşmesiyle başladığı ve mevsim sonunda ise 17 °C ye gelmesiyle son bulduğu tespit edildi. Dış hava sıcaklıklarının yıllık ortalaması 14.32 °C dir. Isıtma sezonunun sonundaki günlük ortalama dış sıcaklık sezon başındaki sıcaklıktan yüksektir. Bu hissedilen sıcaklık ve ısıtma etkileşimindedir. Günlük dış sıcaklık ortalamaları 14 °C' ye düşene kadar ısınma ihtiyacının olmamasını yaz mevsimindeki güneş ışınımıyla dış duvarların, ev eşyaları v.b. malzemelerin depolayabildiği enerjinin ayrıca insan vücudunda depolanan enerjinin ve hissedilen sıcaklığın artışı açıklayabilir.

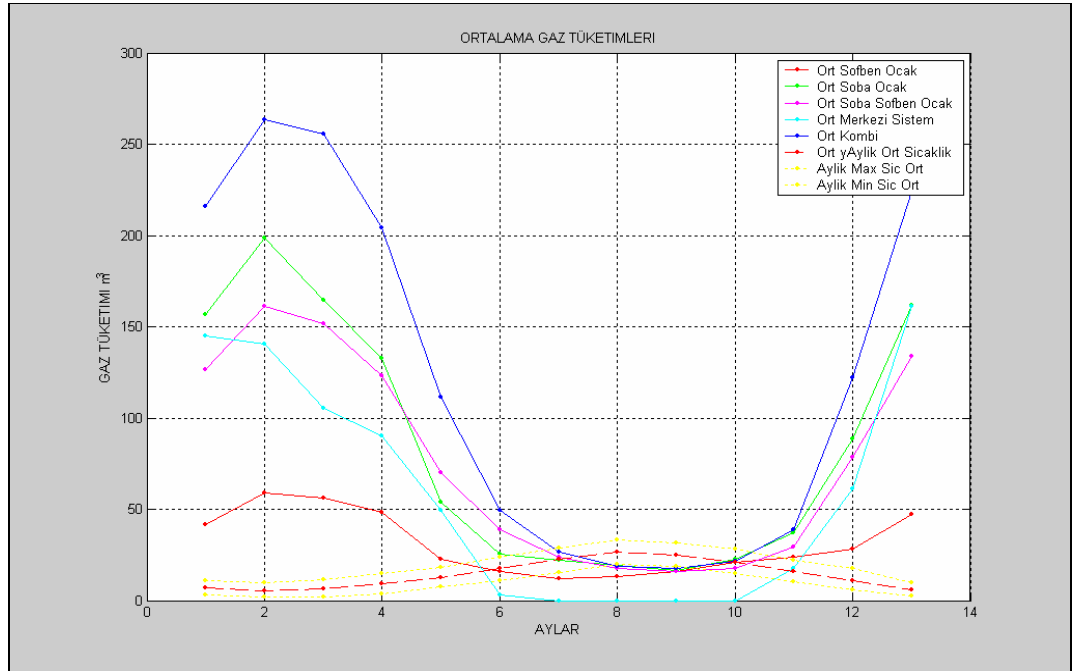
Gaz tüketimi zamana bağlı olarak da değişmektedir ( **şekil 4. 1.**, **4. 2.** ve **4. 3** ). Bu nedenle tüketimin dolayısıyla ısınmanın matematiksel olarak hem zamana ve hem de dış sıcaklığa bağlı bir fonksiyonu olmalıdır. Sıcaklığın zamana bağlı bir ifadesi ve sıcaklığa bağlı bir tüketim denklemi istediğimiz sonucu verir. Isıtma gereksinimi grafiklere uydurulan denklemlerle ifade edilmiş ve bunun için boyutsuz gaz tüketimleri kullanılmıştır.



**Şekil 4. 1.** 2000 – 2005 Dönemi Ortalama Gaz Tüketimi, Kombi



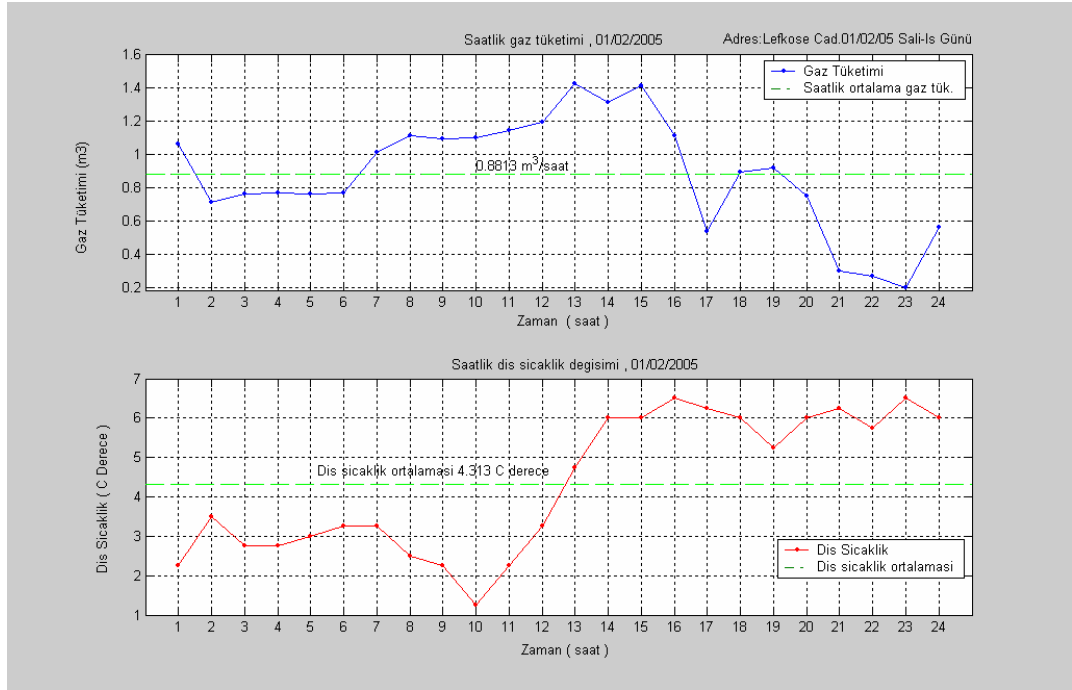
Şekil 4. 2. Karşılaştırmalı Ortalama Gaz Tüketimi



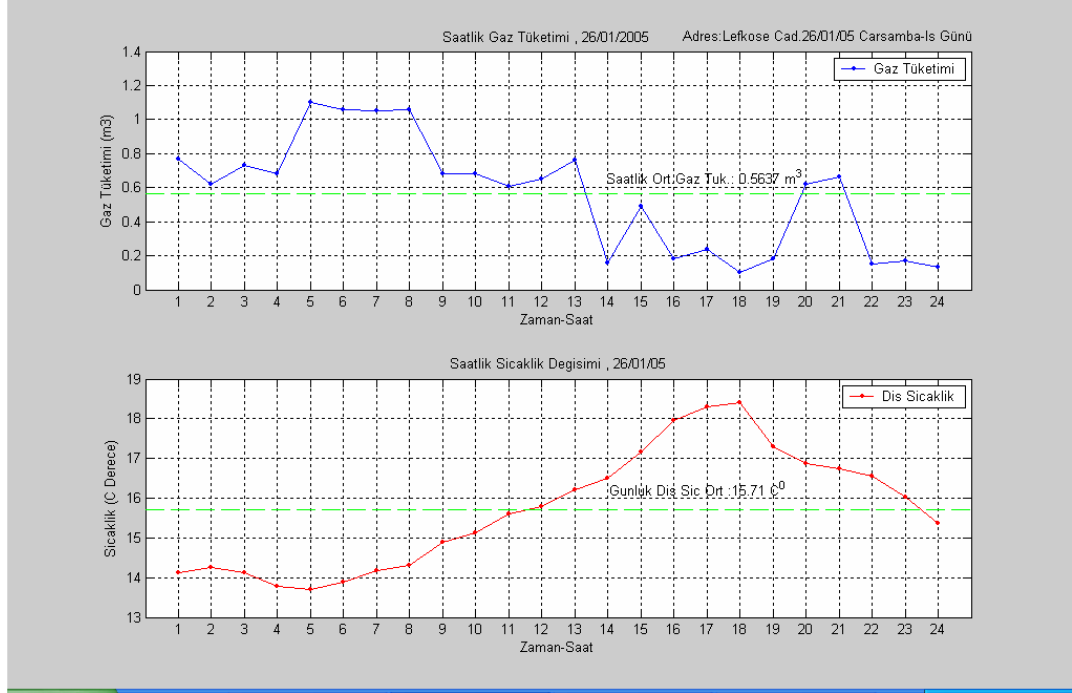
Şekil 4. 3. Ortalama Gaz Tüketimleri (Yıllık)

**Saatlik Tüketimler:** Gece boyunca kombi termostatının 1. veya 2. kademe ( düşük sıcaklık kademesine ) ayarlı kalması genel bir alışkanlıktır. Çünkü saatlik tüketim grafiklerine baktığımızda günün ortalama en soğuk saatleri olan 03:00 – 06:00 arası gaz tüketimi gündüz saatlerindeki ( ocak + sıcak su hazırlama saatleri ) tüketimlerden daha yüksek değildir ( **Şekil 4. 4.** ).

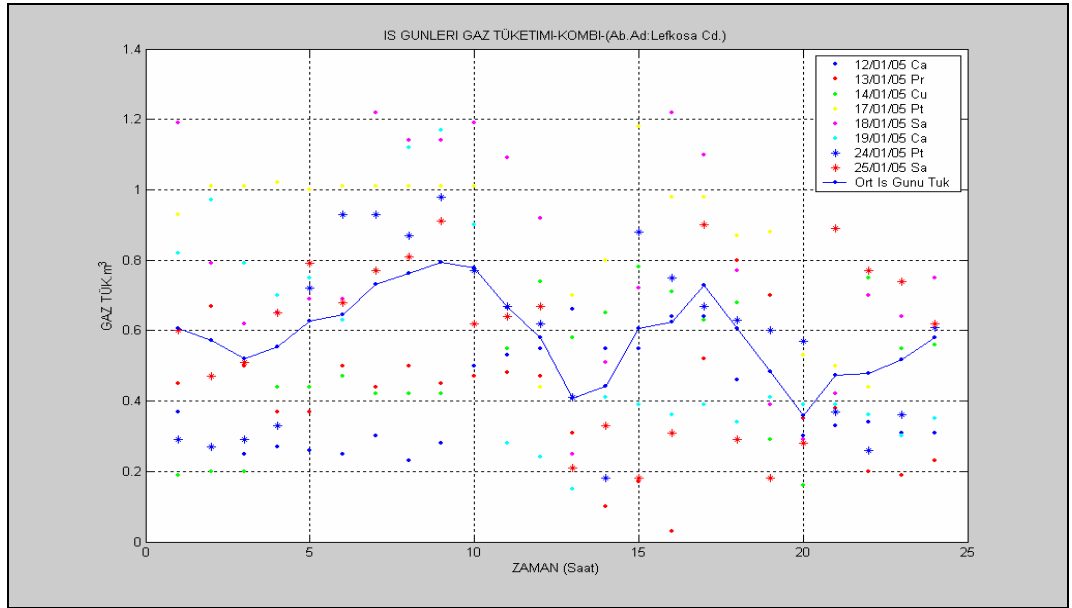
Dış sıcaklıkla gaz tüketiminin ilişkisi değerlendirilirken kombinin sıcak su ürettiği dikkate alınmıştır. Çünkü gaz faturalarında sadece ısıtma yoktur. Kombi için gelen gaz faturalarının sıcak su + ocak tüketimlerini de yansıttığı düşünülerek şofben + ocak tüketimleri ( **Şekil 4. 5.** ) kombi faturalarından çıkartılmıştır.



**Şekil 4. 4.** Kombi kullanımında saatlik gaz tüketimi ( iş günü )

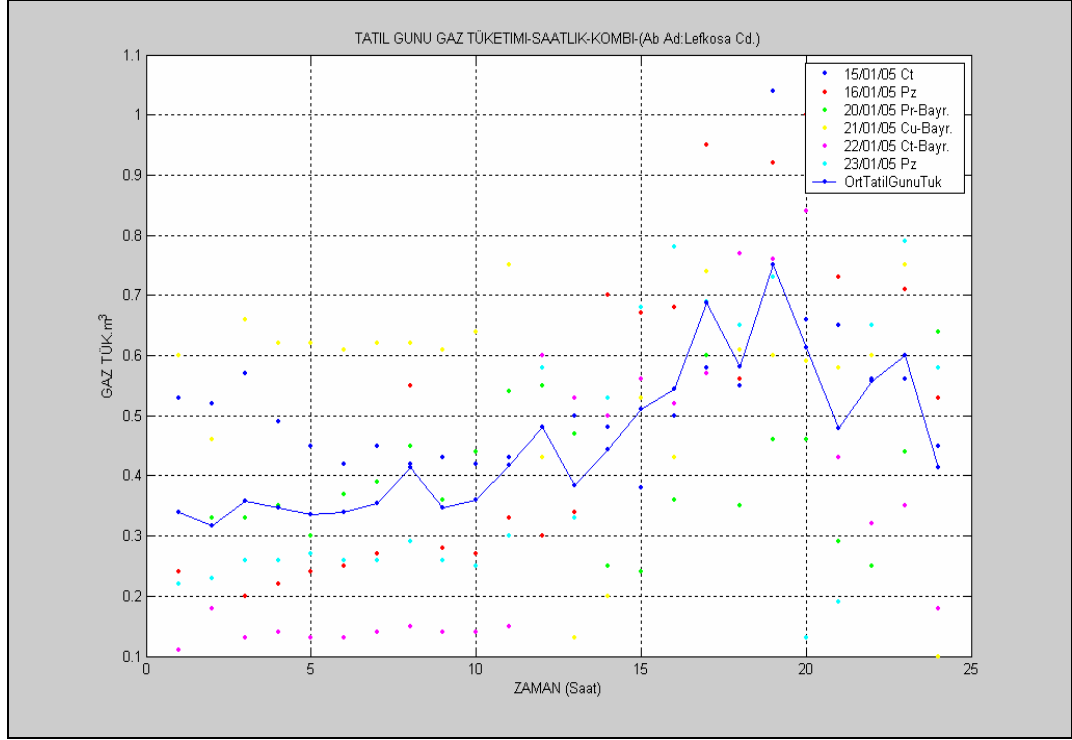


Şekil 4. 4. ( Devamı ) Saatlik Tüketim ( İş Günü )



Şekil 4. 4. ( Devamı ) Saatlik Tüketim ( İş Günü )





**Şekil 4. 4. ( Devamı )** Saatlik Tüketim (Tatil Günü)

#### **Ocak Tüketimleri:**

Ocak tüketimleri yapılan ölçümlerle tahmin edilmiştir. Bir abonenin ocak kullanım başlangıcı ve bitiminde gaz sayacı okunarak kahvaltı ve yemek zamanlarındaki ocak tüketimleri tespit edildi, ayrıca saatlik tüketimleri takip edilen ve kaydedilen başka bir abonenin ( Adres: Lefkoşa cad. ) grafiklerindeki tahmini kahvaltı ve yemek saatlerindeki kaydedilmiş tüketimler incelendi.

Ölçümlerden ve anketten alınan sonuçlara göre tipik set üstü gazlı ocaklarda akşam yemeklerinde orta bek 1 saat, öğle yemeği için 1 ~ 1.5 saat ve kahvaltı için 30 dakika çalıştığı varsayılarak günlük toplam ocak tüketiminin 0.4- 0.5 m<sup>3</sup> olduğu ve 30 günlük aylık gaz tüketimi için 12 – 15 m<sup>3</sup> arasında olduğu tahmin edildi.

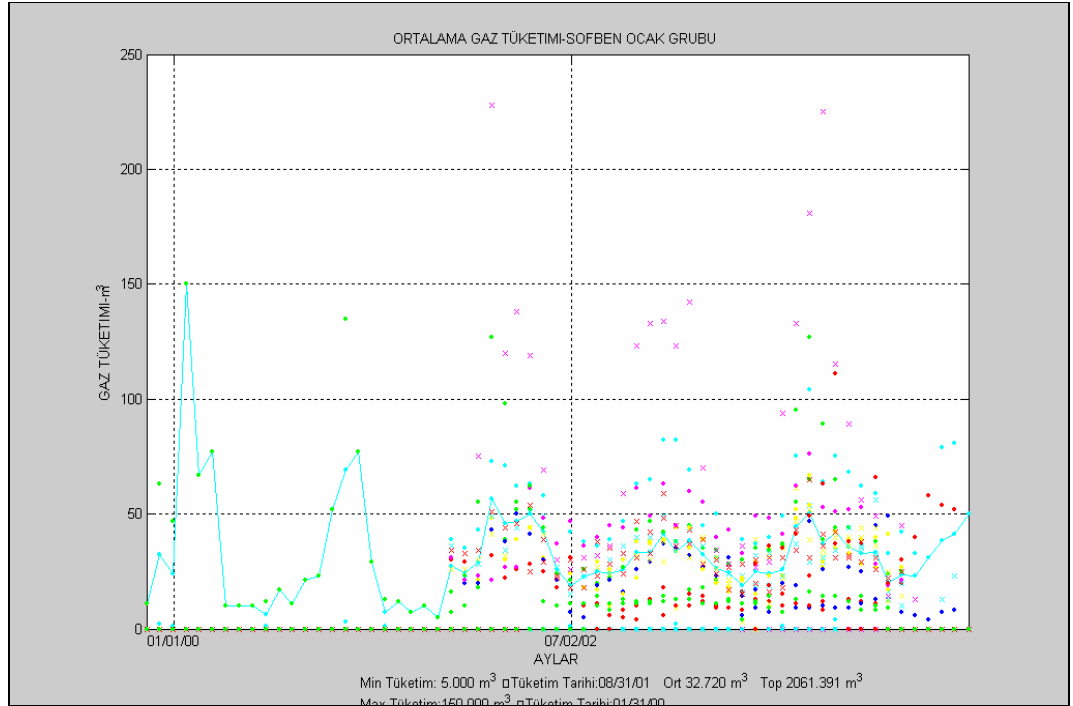
Bir aygaz marka set üstü ocağın

Küçük bek : 0.105 m<sup>3</sup>/h

Orta bek : 0.216 m<sup>3</sup>/h

Büyük bek : 0.264 m<sup>3</sup>/h tutarında gaz harcadığı tespit edildi.

Günlük ocak tüketimleri yaklaşık 0.40 ~ 0.5 m<sup>3</sup> \* 30 gün kabul edilerek aylık ortalama 12 ~ 15 m<sup>3</sup>, min. 10 ~ 12 m<sup>3</sup> olarak bulundu. Ocaklar yarım alev ile tam alev arasında bir konumda çalıştırılmaktadır. Bunun için maksimum ocak tüketimleri % 80 ile çarpıldı.



Şekil 4. 5. Ortalama Gaz Tüketimi ( Şofben – Ocak )

Yıllara bağlı tüketimler çizelge 4. 3.' de sunulmaktadır. Buradan en çok gaz tüketiminin kombi sonra soba + ocak, soba + şofben + ocak, merkezi sistem, şofben + ocak abonelerinde olduğu görülebilir.

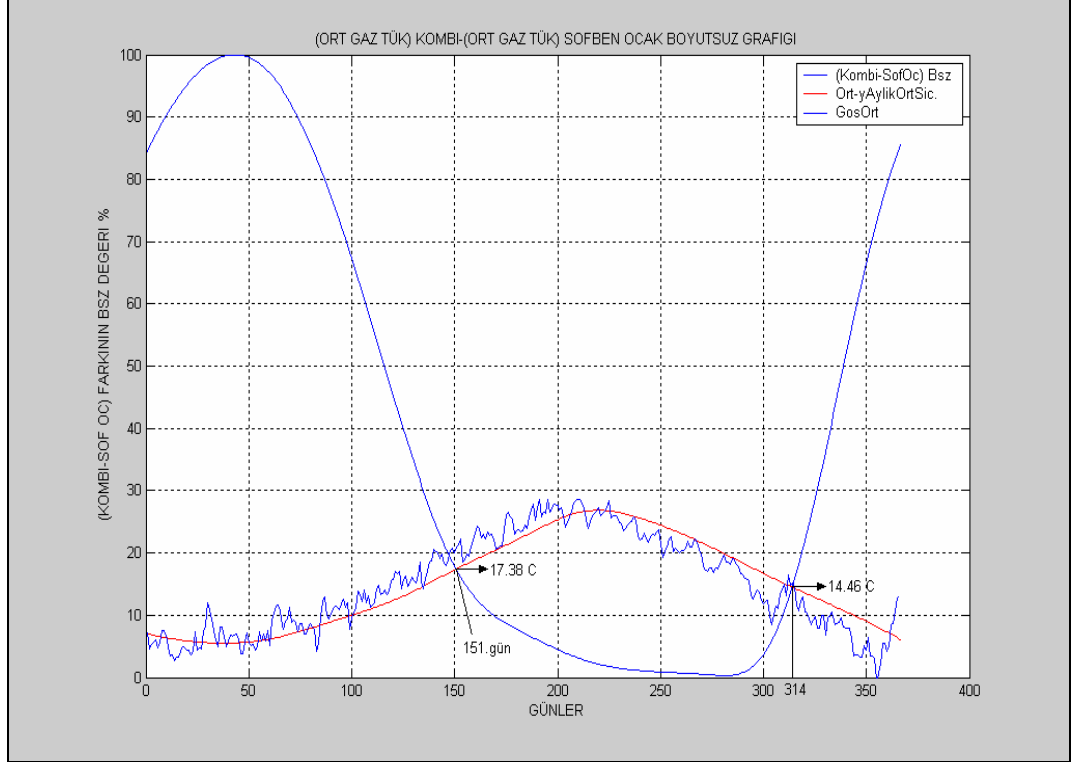
**Çizelge 4. 1.** Gaz Tüketimlerinin karşılaştırılması

Sıra	Abone	Aylık Tüketim ( Ort. ) ( m <sup>3</sup> )	Yıllık Toplam Tüketim ( Ortalama ) ( m <sup>3</sup> )	Ortalama Tüketimlerin			
				Max. Değeri ( m <sup>3</sup> )	Max. Tüketim Tarihi	Min. Değer ( m <sup>3</sup> )	Min. Tüketim Tarihi
1	Kombi	118.096	1354	325.815	29.02.2000	14.581	31.07.2004
2	Soba, Ocak	85.626	943.739	375.000	31.12.2004	11.400	30.06.2003
3	Soba, Şofben, Ocak	74.967	861.672	218.950	31.01.2001	13.647	31.07.2004 *
4	Merkezi Sistem*	59.43	627.833	240.000	10.02.2005	5.000	01.11.2004
5	Şofben, Ocak	31.609	363.403	80	31.01.2000	5.000	31.08.2001

\* Bu sitenin sıcak su üretmediği için yaz dönemi kapalı olup min. tüketim tarihi sonbahardaki ısıtma dönemine gelmiştir.

Tüketim grafiği ve ortalama aylık sıcaklığın kesim noktaları tüketim fonksiyonunun denge noktaları olup ısıtmanın başladığı ve bittiği noktalar olarak değerlendirilmiştir. Isıtma başlangıcı ( **şekil 4. 6.** ) 14.46 °C, bitiş 17.38 °C dir. Ortalama aylık sıcaklıkların ortalaması 14.32 °C dir ve bu değer altına inilince ısıtmanın başladığı görülmektedir. Bu nedenle Bursa ve aynı iklim özellikleri ( 2.Bölge ) içindeki illerde yapılacak ısıtma ve derece gün analizlerinin bu referans sıcaklığına göre yapılmasının doğru olacağı kanaatine varıldı. Günlük ortalama sıcaklıkların ısıtma mevsimi başında yüksek olması yaz dönemindeki enerji birikimi ve hissedilen sıcaklığın<sup>1</sup> yükselmesine bağlanmaktadır.

1-Hissedilen sıcaklık (Etkin Sıcaklık):  $ET^* = t_o + W \dot{m} LR( p_a - 0.5 p_{ET}^* ) S$  Gerçek çevreye olan ısı kaybına eşit bir ısı kaybına neden olan %50 bağıl nemdeki ortamın sıcaklığıdır.  $p_{ET}^* = ET^*$  sıcaklığındaki doymuş buhar basıncı (kPa) , LR: Levis Oranı (16.5°C/kPa) =  $h_e/h_c$ ,  $h_c$ : Taşınım ile ısı transferi katsayısı W/m<sup>2</sup>K,  $h_e$ : Buharlaştırma ile ısı transferi katsayısı W/m<sup>2</sup>kPa,  $\dot{m}$ : Buhar geçirgenlik indisi, gerçek durum için giysilerden buharlaştırma ile ısı geçişinin duyulur ısı geçişine oranının LR ile karşılaştırılması.  $p_a$ : Çevre havası buhar basıncı (kPa) (ASHRAE Fizyolojik ilkeler ve ısı Konfor 1997 ).

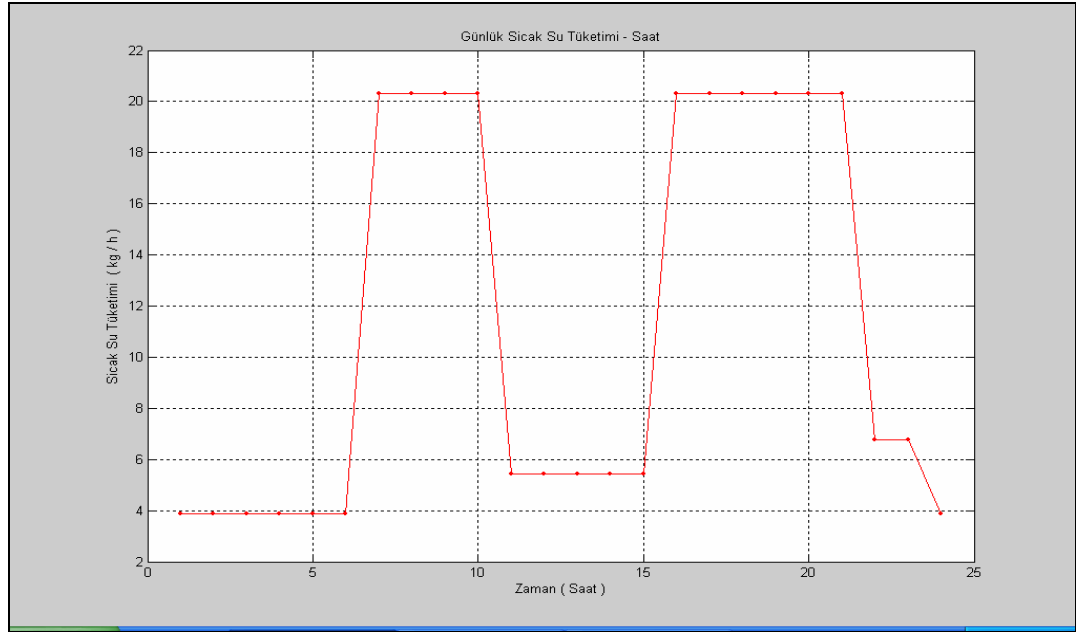


**Şekil 4. 6.** “ Gos “ Ortalama Günlük Ortalama Sıcaklık (  $F_{2i, Bsz}$  ile beraber )

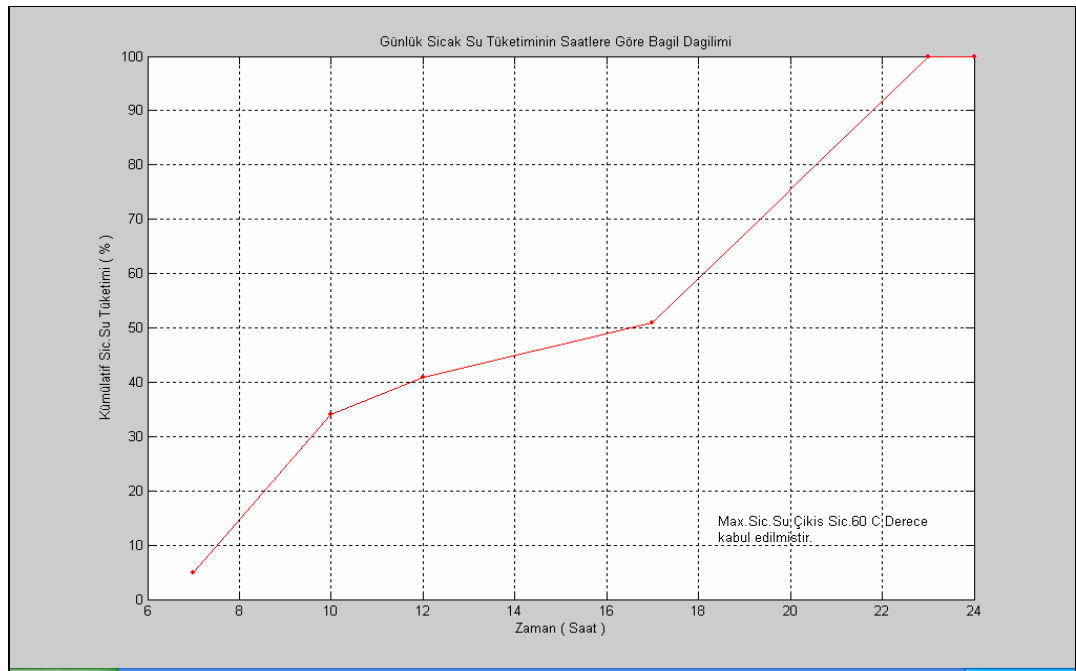
Isıtmanın başladığı tarih 314. gün bitişi 151. gün olarak görülmüştür. Isıtma başlangıcı yaklaşık 9 Kasım, ısıtma sonu yaklaşık 30 Nisan’ dır. Derece gün tablosuna bakıldığında kısa sürelerde de olsa Ekim ve Mayıs aylarında 1999 – 2003 arasında dış sıcaklıkların  $14^{\circ}C$  ‘nin altına inmiştir.

**Sıcak su yükü :** Sıcak su yükleri ek 1. çizelge 7 ve çizelge 8’ de, günlük değişimi şekil 4. 7. ve saatlere bağlı değişimi ise 4. 8.’dedir.

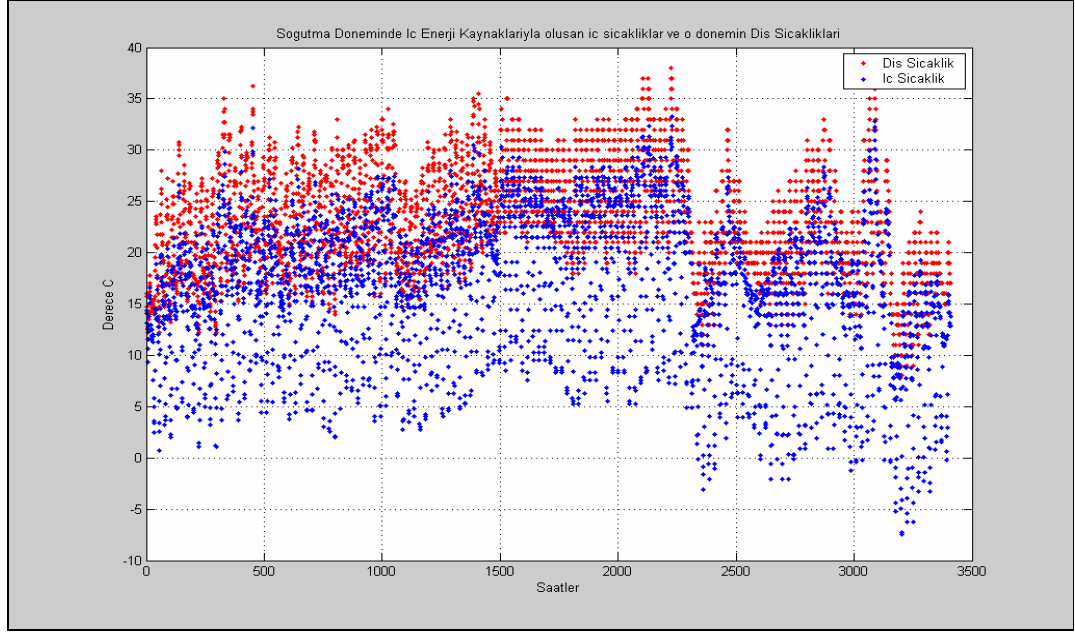
**Soğutma Yükleri:** İç enerji kazançları ile oluşan iç sıcaklıklar şekil 4. 9.’ ve şekil 4. 10.’dadır. Bölüm 3. 1. 1.’ de “ Soğutma Yükleri ” başlığı altında açıklanan yöntemle bulunan ve en fazla soğutma yükünün olduğu 29 Ağustos için tipik günlük soğutma yükü ise şekil 4. 11.’ dedir. Burada sadece iç kazançlardan kaynaklanan soğutma yükü ( saat 05:00, 09:00 arası ) dikkate alınmadı. İç ısı kazançları ile iletim ve havalandırma ısı kazançları birlikte değerlendirilerek toplam soğutma yükü bulundu.



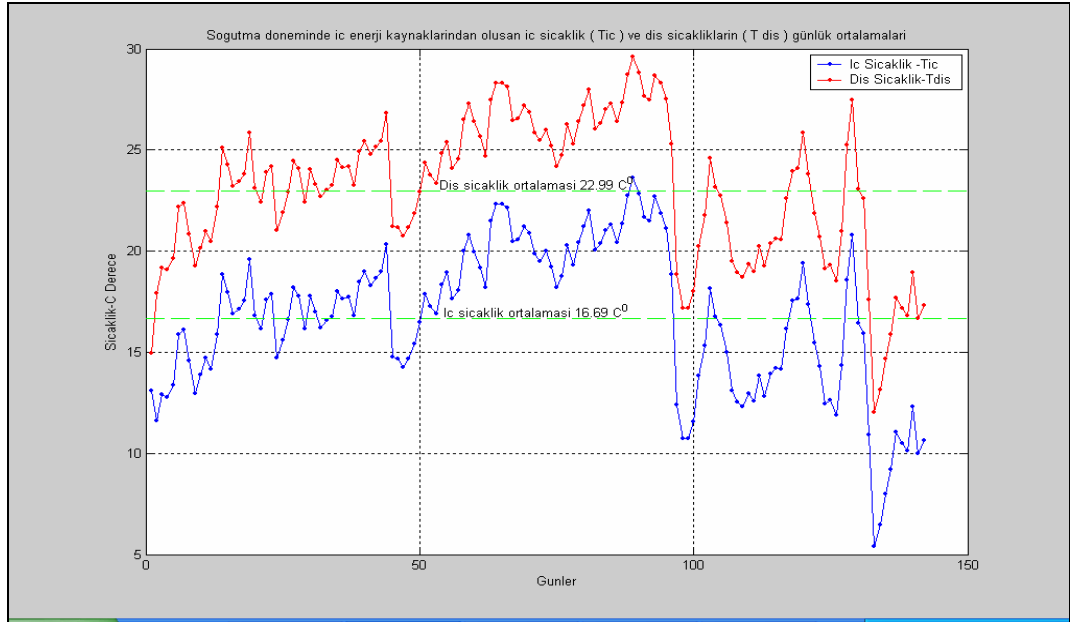
Şekil 4. 7. Günlük Sıcak Su Tüketimi



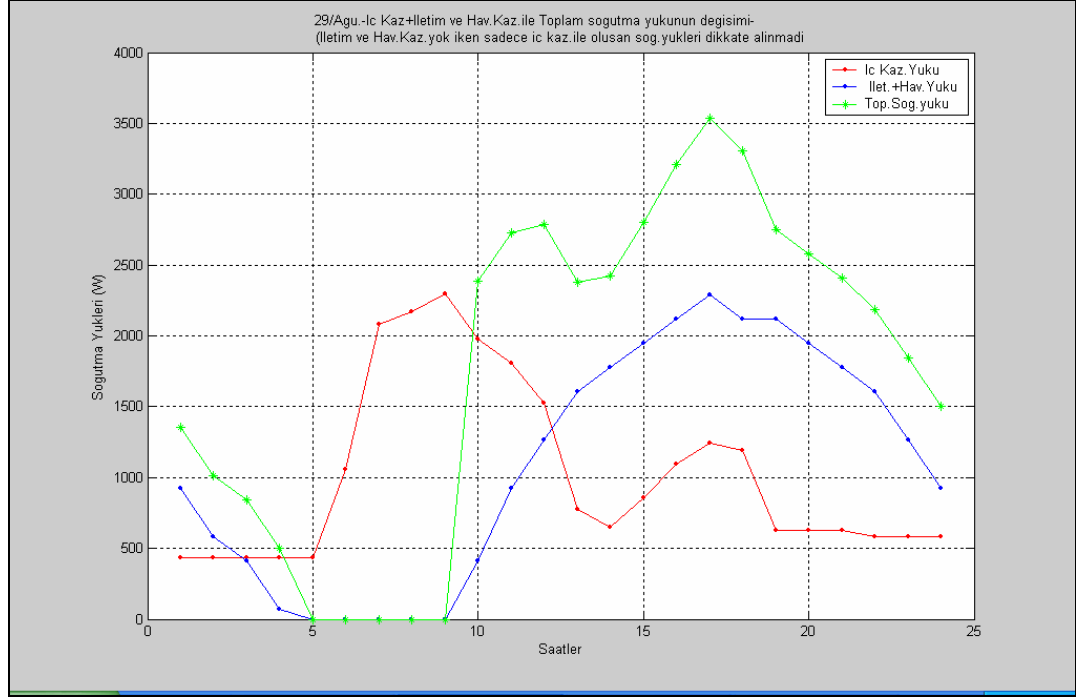
Şekil 4. 8. Saatlik Sıcak Su Tüketimi'nin Bağlı Dağılımı ( Kümülatif )



**Şekil 4. 9.** İç enerji kazançlarıyla oluşan iç sıcaklıklar ( Soğutma Dönemi., Havalandırma kazancı yok ).



**Şekil 4. 10.** İç Enerji Kazançlarıyla oluşan Günlük Ortalama İç ve Dış Sıcaklıkların Ortalaması ( Soğutma Dön., Havalandırma kazancı yok )



**Şekil 4. 11.** Tipik Günlük Soğutma Yüğü ( Bursa – ağustos ayı için ) 05:00 – 09:00 arası hariç.( Hesap dökümü **Ek 1. Çizelge 9.**’ dadır.)

### Aydınlatma ve Elektrikli Cihazlar İçin Elektrik Yüğüleri:

Tedaş’a göre bir ailenin ortalama elektrik tüketimi ( yukarıda 3.1.1 de tanıtılan modele uygun ) günlük 5 kWh’ dır, 9 – 10 kWh’ lık günlük tüketimler ise ortalamanın üstü sayılmaktadır. Abonelerin 1999 yılından sonraki elektrik faturalarının grafiğe aktarımı ve analizlerinin sonucu aşağıdadır.

- Hafta sonu, hafta içinden daha çok elektrik tüketilmektedir
- Kış döneminde yaz döneminden daha çok elektrik tüketilmektedir
- Geceleri gündüzden daha çok elektrik tüketilmektedir.

Akıllı sayaç aboneleri, klasik tip sayaç kullanan aboneden daha çok elektrik tüketmektedir. Çünkü saat 17:00 den sonraki tüketimler % 50 daha ucuza fiyatlandırılarak daha az yoğun tüketim olan saatler cazip hale getirilmektedir. Abonelerin aylık elektrik tüketimlerinin ortalaması **Şekil 4. 12.** ve **4. 13.** ile **çizelge 4. 2.** ve **çizelge 4. 3.** de görülmektedir.





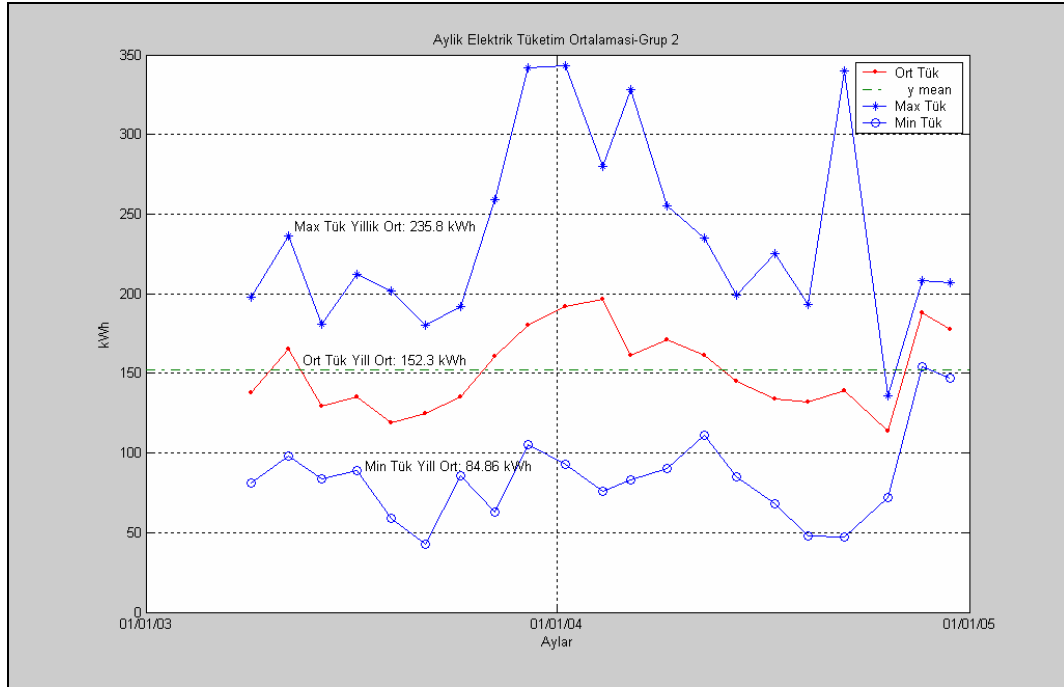


Diğer grupta ( 2.gurup ) en yüksek tüketimler ocak ayında 93 ~ 343 kWh aralığında, en düşük tüketimler 43 ~ 183 kWh aralığında değişmektedir. Abonelerin aylık en yüksek ortalama tüketim değeri şubat ayında 196.43 kWh, en düşük değer ağustos ve ekim aylarında sırasıyla 119 ve 113 kWh olarak tespit edilmiştir ( çizelge 4. 3. ).

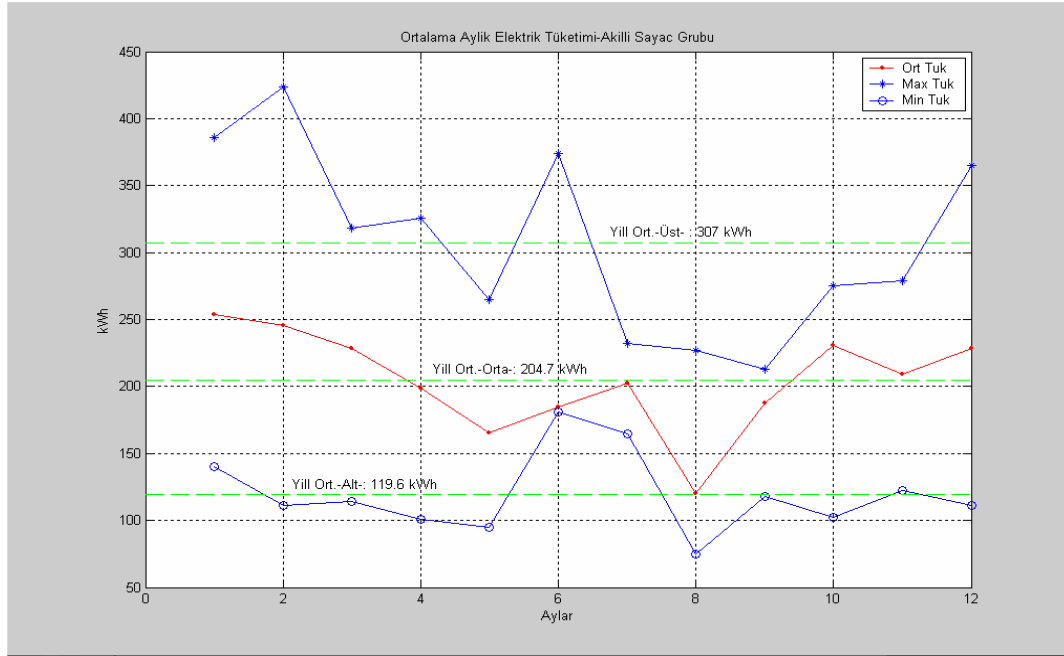
Bu durumda yıllık maksimum tüketimin ocak, şubat aylarında ve ortalama 340 kWh civarında olduğu, yıllık minimum tüketimin ağustos, eylül aylarında ve ortalama 140 kWh civarlarında olduğu kabul edilmiştir.



Şekil 4. 12. Aylık Ortalama Elektrik Tüketimleri ( Gurup 1 )

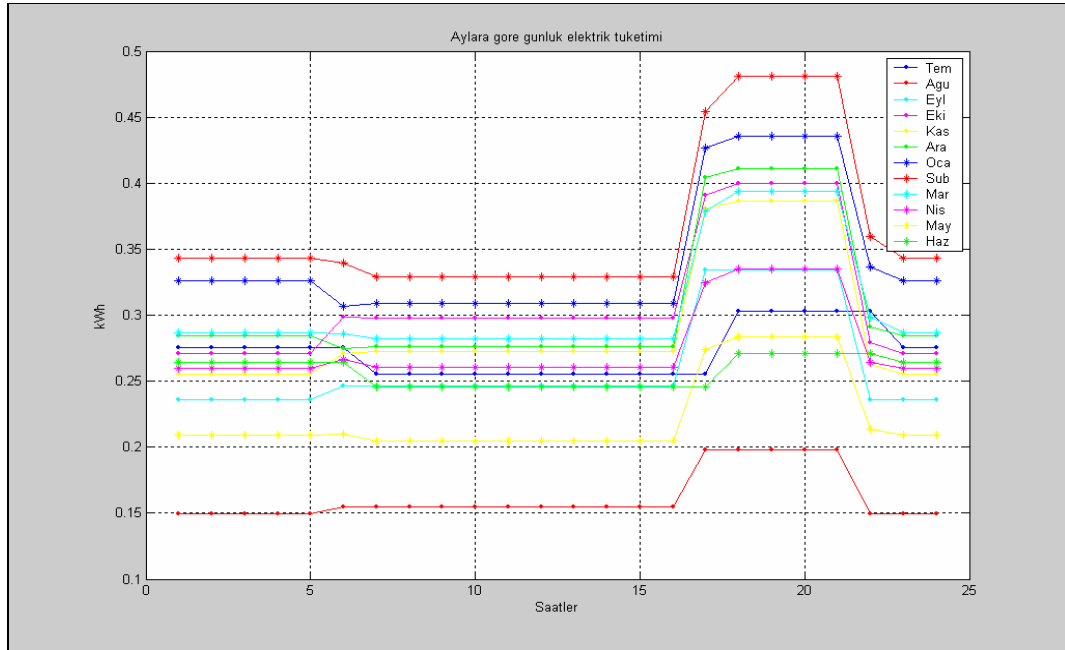


Şekil 4. 12.( Devamı ) Aylık ortalama elektrik tüketimleri ( Grup 2 )



Şekil 4. 13. Aylık ortalama elektrik tüketimleri ( Akıllı Sayaç Aboneleri )

Grafiklerden şu sonuçlar çıkarılmıştır; kış aylarında tüketim yaz aylarına göre yüksektir, maksimum tüketim şubat ayında olmaktadır ve 22:00 - 06:00 arası 06:00 - 17:00 arasındaki tüketimlerden biraz fazla görünmektedir, bu kombinin gece daha çok ısıtma yapmasından ve bu nedenle dolaşım pompasının daha çok çalışmasındandır ( gün ışığı nedeni ile gündüz saatlerinde ısıtma ihtiyacı geceye göre azalmaktadır ). Akşam saatlerinde tüm aile evde olduğu için 17:00 - 22:00 arası tüketim çoğalmaktadır. Ayrıca fiyat tarifesindeki ucuzluk nedeni ile pik kullanımlar geceye kaydırılmaktadır. Kış döneminde gün kısalığı nedeni ile toplam günlük aydınlatma süresi daha uzun olmakta ve aydınlatma yükleri artmaktadır. Çamaşır makinesi, bulaşık makinesi vb. su ısıtan elektrikli cihazlar şebeke suyunun kış aylarındaki ortalama sıcaklığının düşük olması nedeni ile daha çok ısı enerjisi ve elektrik kullanırlar ( elektrikle üretilen sıcak su **ek 1. çizelge 6.** dadır ). Saatlik elektrik tüketimlerinin tahmini **çizelge 4. 5.** ve **şekil 4. 14.** 'tedir.



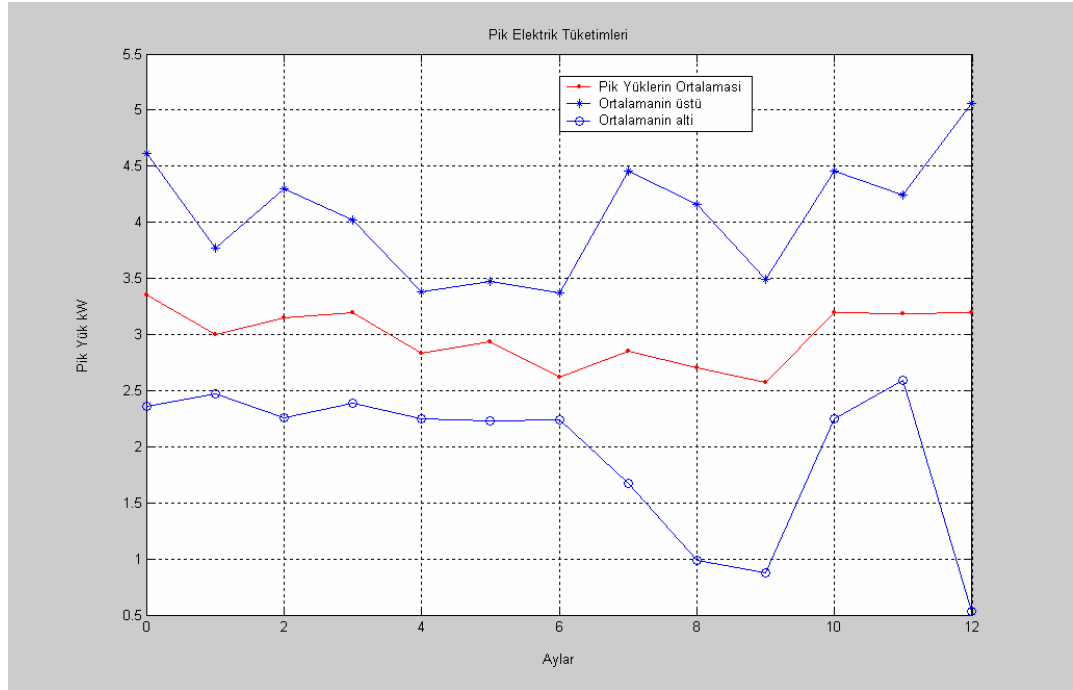
**Şekil 4. 14.** Aylara göre Saatlik Elektrik Tüketimleri

Bu nedenle, elektrik tüketimindeki kış yaz salınımı su sıcaklığına bağlantılı olmaktadır. Tüm bunlara rağmen bu bir tahmindir, hafta sonu, hafta içi değişimi de göz önünde tutulmakla bu grafik iyileştirilebilir, geliştirilebilir. Tüketici alışkanlıklarının ailenin sosyal yapısına göre de değişebileceği düşünülecek olursa yapılan tahminin iyi bir değerlendirmedir. Akıllı sayaç abonelerinin, sayaç okuma programları ile son 6 ay içinde her ay 15 dakika süre ile çektiği maksimum güç kaydedilmiş olup ( **çizelge 4. 4** ), pik elektrik tüketimleri grafiğe aktarılmıştır ( **şekil 4. 15.** ). Bu grafikte, çekilen en yüksek gücün 4.61 kW olduğu görülmektedir. Bu yük 20 / 12 / 2004 de 15:52 de kaydedilmiştir, buna en yakın diğer pik yük 4.570 kW, 19 / 12 / 2004 de 22:36 da kaydedilmiştir.

Pik çekim saatleri gece ve gündüz saatleri arasında özellikle 14:00 – 18:00 ve 20:00 – 24:00 arasında değişmektedir. Bu noktada ailelerin pik tüketim saatlerinin alışkanlıklarına bağlı olarak değiştiği tahmin edilmektedir..

**Çizelge 4. 4. Pik Elektrik Yükleri**

Bazı akıllı sayaç abonelerinin tespit edilen anlık ( 15 dak.) pik elektrik yükleri ( kW )												
2004 / 12	2.61	4.61	3.00	2.36	3.73	4.57	3.64	3.16	3.13			
2005 / 01	2.73	3.19	3.03	2.47	3.23	2.98	3.23	3.77	2.56			
2005 / 02	2.75	3.21	3.43	2.26	3.50	3.35	2.56	4.30	3.68			
2005 / 03	2.95	3.65	3.03	2.39	3.46	3.13	2.98	4.02	3.47			
2005 / 04	3.38	2.68	2.65	2.25	3.33	2.85	2.49	3.27	3.16			
2005 / 05	2.85	3.17	3.37	2.23	3.47	2.91	3.07	3.04	2.71			
2005 / 06	2.58	3.25	2.42	2.24	2.51	2.56	3.37	2.25	2.71			
2005 / 07	2.89	2.74	1.67	2.14	3.53	4.46	3.46	2.33	2.77			
2005 / 08	2.67	3.00	0.99	2.08	2.87	3.78	4.16	2.09	2.89			
2005 / 09	2.79	3.49	2.49	0.88	2.90	2.57	3.19	2.77	2.47			
2005 / 10	2.64	3.03	3.29	2.25	3.42	4.46	2.68	3.77	3.94			
2005 / 11	2.85	3.26	2.73	2.59	3.83	4.24	2.82	3.81	3.12			
2005 / 12	2.94	3.68	5.06	0.53	3.00	3.86	3.28	3.34	3.42			
<b>Aylık ortalamaların maksimum' ları ( kW )</b>												
4.61	3.77	4.30	4.02	3.38	3.47	3.37	4.46	4.16	3.49	4.46	4.24	5.06
<b>Aylık ortalamaların minimum' ları ( kW )</b>												
2.36	2.47	2.26	2.39	2.25	2.23	2.24	1.67	0.99	0.88	2.25	2.59	0.53



Şekil 4.15. Aylık Pik Elektrik Yükleri

**Çizelge 4. 5. Saatlik Elektrik Tüketim Tahminleri**

Saat	Saatlik Elektrik Tüketim Tahminleri ( Wh )											
	Oc.	Şub.	Mart	Nis.	May.	Haz.	Tem.	Ağus.	Eyl.	Ek.	Kas.	Ara.
01	325.72	343.01	286.79	259.55	208.8	263.89	275.54	149.64	235.69	270.83	255.65	284.07
02	325.72	343.01	286.79	259.55	208.8	263.89	275.54	149.64	235.69	270.83	255.65	284.07
03	325.72	343.01	286.79	259.55	208.8	263.89	275.54	149.64	235.69	270.83	255.65	284.07
04	325.72	343.01	286.79	259.55	208.8	263.89	275.54	149.64	235.69	270.83	255.65	284.07
05	325.72	343.01	286.79	259.55	208.8	263.89	275.54	149.64	235.69	270.83	255.65	284.07
06	306.87	339.17	285.71	266.27	209.73	263.89	275.54	154.45	246.17	298.29	271.14	274.89
07	309.14	329.41	282.01	260.86	204.9	245.45	255.13	154.45	246.17	297.98	272.66	275.81
08	309.14	329.41	282.01	260.86	204.9	245.45	255.13	154.45	246.17	297.98	272.66	275.81
09	309.14	329.41	282.01	260.86	204.9	245.45	255.13	154.45	246.17	297.98	272.66	275.81
10	309.14	329.41	282.01	260.86	204.9	245.45	255.13	154.45	246.17	297.98	272.66	275.81
11	309.14	329.41	282.01	260.86	204.9	245.45	255.13	154.45	246.17	297.98	272.66	275.81
12	309.14	329.41	282.01	260.86	204.9	245.45	255.13	154.45	246.17	297.98	272.66	275.81
13	309.14	329.41	282.01	260.86	204.9	245.45	255.13	154.45	246.17	297.98	272.66	275.81
14	309.14	329.41	282.01	260.86	204.9	245.45	255.13	154.45	246.17	297.98	272.66	275.81
15	309.14	329.41	282.01	260.86	204.9	245.45	255.13	154.45	246.17	297.98	272.66	275.81
16	309.14	329.41	282.01	260.86	204.9	245.45	255.13	154.45	246.17	297.98	272.66	275.81
17	426.94	454.49	379.03	324.62	274.03	245.45	255.13	197.85	334.61	391.14	380.56	275.81
18	435.52	480.65	394.09	335	283.87	271.11	303.23	197.85	334.61	399.64	386.24	410.97
19	435.52	480.65	394.09	335	283.87	271.11	303.23	197.85	334.61	399.64	386.24	410.97
20	435.52	480.65	394.09	335	283.87	271.11	303.23	197.85	334.61	399.64	386.24	410.97
21	435.52	480.65	394.09	335	283.87	271.11	303.23	197.85	334.61	399.64	386.24	410.97
22	336.57	359.41	298.15	264.51	213.81	271.11	303.23	149.64	235.69	279.03	628.4	291.41
23	325.72	343.01	286.79	259.55	208.8	263.89	275.54	149.64	235.69	270.83	255.65	284.07
24	325.72	34.301	286.79	259.55	208.8	263.89	275.54	149.64	235.69	270.83	255.65	284.07
<b>Her Ay için Günlük Ortalama Elektrik Tüketim Tahmini ( Wh )</b>												
	253.7	245.58	228.37	198.62	165.65	185	202.33	120.44	187.99	230.72	209.27	228.2

## 4. 2. Toplam Enerji Sisteminin Analizi

### 4. 2. 1. Yakıt Hücresi ve Isı Deposu' nun Analizi

**Şekil 4. 16.** İncelendiğinde, Y. H. kapasitesinin sabit kalması halinde depo hacmi arttıkça termal enerji kullanım oranının azaldığı görülmektedir. Depo hacmi iki misli artsa bile ( 350 lt - 750 lt ) bütün Y. H. kapasiteleri için termal enerji kullanımı sadece % 4 – 5 arasında azalmaktadır ( % 68 - % 72, **çizelge 4. 6** ). Bu, büyüyen depo hacmi ile daha çok enerjinin depolanmasına karşın talebin aynı kalmasındandır. Depo hacimleri arttıkça depodan çevreye kaybolan ısı da artmaktadır ( **şekil 4.19** ).

Y. H. Kapasitesi arttıkça termal çıktılar azalmakta ( **şekil 4. 17** ), elektriksel çıktılar çok az olmakla birlikte artmaktadır ( **şekil 4. 27** ). Çünkü  $r_{TE}$  diyagramı ( **şekil 3. 20** ) incelendiğinde  $r_{TE}$  ' nin ( termal / elektrik ) kısmi yük oranı ile birlikte arttığı açıkça görülmektedir. Aynı elektriksel yükler için, Y. H. kapasitesi artışıyla kısmi yük oranları ( yük / Y. H. kapasitesi ) azalacağından termal / elektrik oranları da azalacaktır,  $r_{TE}$  ' nin azalması termal çıktıların azalmasına neden olacaktır. Bu nedenle aynı yük talepleri için Y. H. kapasiteleri ve termal çıktılar ters orantılı gelişmektedir. Bu durum, **şekil 4. 22.** ile 4. 17. den ve yıllık yük grafiklerinden ( **şekil 4. 34** ) görülebilmektedir. Dolayısıyla evin termal ısıtması da azalmaktadır ( **Şekil 4. 20** ).

Farklı depo hacimleri için termal çıktılar (  $Q_{YH}$  ) çok fazla değişmektedir ( yıllık 250 – 350 kWh arasında ). Depo hacimleri ile Y. H. kapasiteleri değişmiş olsa bile termal olarak sıcak su üretimi hemen hemen aynı seviyededir ( **şekil 4. 17.** ). Çünkü depodaki sıcak su eşanjörü vasıtası ile soğuk suya ısı transferini sağlayan depo içi sıcaklık seviyesi bütün yıl için ortalama 65 ° ile 73 °C' ler arasında kalmakta ve önemli farklılıklar göstermemektedir. Bu nedenle, hızla ısınabilen küçük depoların sıcak su hazırlama ve termal ev ısıtması yüklerine hızla cevap verebileceği, büyük depolu ve yüksek Y. H. kapasiteli sistemlerin ise daha çok elektriksel olarak karşılık vereceği ortaya çıkar. Büyük depo hacmi ve Y.H. kapasitelerinde elektrikle su ısıtma ve yedek ısıtıcının devreye girişi artmaktadır ( **şekil 4.23** ve **şekil 4.25** ).



Elektriksel sıcak su hazırlama 51 kWh' den 196 kWh' e kadar değişmektedir ( **çizelge 4. 7** ). Ev ısıtması için yedek elektrikli ısıtma 88 kW h ' den 176 kW h ' e kadar geniş bir aralık yaratmaktadır ( şekil 4. 26 ). Yüksek Y. H. kapasitelerinde, termal enerji kullanımının azalmasıyla birlikte termal olarak karşılanabilecek sıcak su ısıtma ve evsel ısıtma yüklerinin elektriksel olarak karşılanması, bunun en önemli nedenlerinden birisidir.

Termal enerji kullanımı TES' in büyüklüğü ile önemli oranda etkilenmez, termal enerjinin % 69 ' undan fazlası kullanılabilir ( şekil 4. 23 ). En yüksek termal enerji kullanımı 325 lt' lik depoya elde edilmektedir. 4 kW' lık PEMFC 325lt' lik bir depoya termal enerjinin % 79' unu kullanabilmektedir ve bu tankla daha az yakıt enerjisine ihtiyaç duyulmaktadır ( 21373 kWh, çizelge 4. 7 ve **şekil 4. 28** ). Bu nedenle, 4 kW Y. H. kapasitesi ve 325 lt ' lik bir depo hacmi en uygun sistem olarak kabul edilmiştir. Daha küçük bir depo ile çalışmak ancak saatlik sıcak su kullanımını azaltmakla mümkün olmaktadır. Örneğin 300 lt depo hacmi için 20.16 lt / h sıcak su debisi aşılmamalıdır ya da  $T_{SIC, max} = 62^{\circ}C$  ' yi geçmemelidir. Bu limit sıcaklık için soğuk şebeke suyunun minimum sıcaklığı  $15.56^{\circ}C$  olmalıdır. Çünkü sistem öncelikle sıcak su talebi için çalışmaktadır, bu talebi karşılarken gelen pik bir ısıtma yükü için ısı pompası yetersiz kalırsa sistem elektrikli yedek ısıtıcıyı devreye sokacaktır, Y. H. aşırı yüklenecek ve termal enerji çıktısı artacaktır. Bu enerji depoya transfer edildiğinde limit sıcaklık  $T_{YH,X} = 72^{\circ}C$  ' yi geçer ve Y.H. gurubu da artık soğutulamaz, bu durumda sistemin termal dengesi bozulur, aşırı elektrik talebine cevap veremeyen Y.H. kapasitesinin artırılması gerekir. Nitekim sistemin tasarımında depo limit sıcaklığı  $72^{\circ}C$  olarak belirlenmiştir. Bu sıcaklığın üzerindeki sıcaklıklarda depo ve Y.H.' nin soğutucu eşanjörü arasında dolaşan soğutucu suyun kütleli debisi maksimumdur ve daha fazla soğutma yapamamaktadır.

Bu nedenle simülasyon modeli 4 kw – 300 lt kombinasyonunda PLR ( kısmi yük oranı ) > 1 ikazıyla çalışmayı durdurur, ancak maksimum sıcak su talebi 20,16 lt / h' e düşürülürse çalıştırılabilir. Bu özel durum için sonuçlar çizelge 4. 6 ve 4. 7' de  $m_{SIC, max} = 56.45 * 10^{-4} \text{ kg / sn}$  satırında gösterilmektedir.

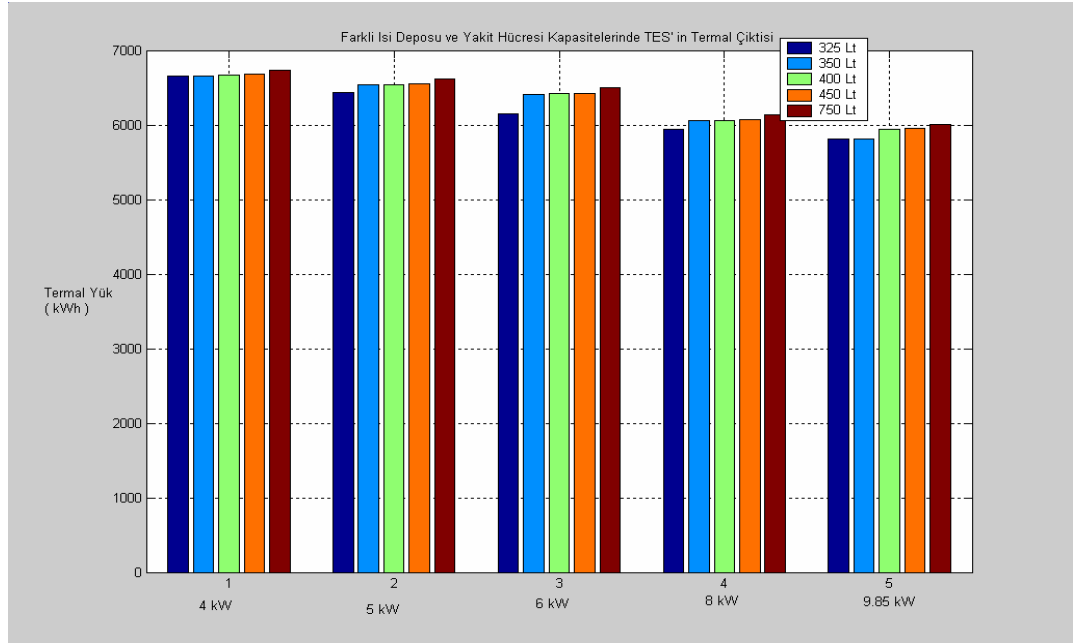
$T_{DL} < T_{YH,X}$  ve  $T_{DL} > T_{SIC,max}$  ( Denklem 11 bölüm 3. 2. 2 ) şartları sağlandıkça farklı depo hacmi ve Y. H. kapasitesi kombinasyonları yaratılabilir. İşletme analizindeki denklem 10'a göre; ( bölüm 3. 2. 2 )  $T_{DL}$  artarken depo hacmi azalması gerekmektedir, bu kısıtlara göre depo'nun 325 lt olması Bursa iklim şartlarına uygundur. Daha küçük depolar, gelebilecek pik bir sıcak su talebini elektriksel olarak sağlayacak ve elektrik tüketiminin artmasına neden olacaktır. Yukarıda değinilen karmaşalar nedeniyle simülasyon programı 250 lt – 300 lt' lik depolarda 4.5 kW ve 6 kW Y.H. kapasitelerinde “  $PLR > 1$  Y. H. kapasitesi arttırılmalı “ ikazı ile çalışmasını durdurmaktadır. 300 lt' lik Depo ancak 8 kW ve 9.85 kW Y. H. ile çalışabilmektedir. Bu aşırı yüklenme durumları için akülü hibrid sistemler tasarlanabilir ve sonuç olumludur.

Yukarıda değinilen gerekçelerle ( şekil 3.17 ), Y. H.' ni soğutmak için hava soğutmalı eşanjörle çevreye atılması gereken ısı Y. H. kapasitesinin artmasıyla düşmektedir ( **şekil 4.18** ). Burada depo kapasitesi arttıkça çevreye atılan ısının azaldığı da görülebilmektedir ( çünkü depo hacmi büyüdükçe ısı depolama kabiliyeti artıyor ).

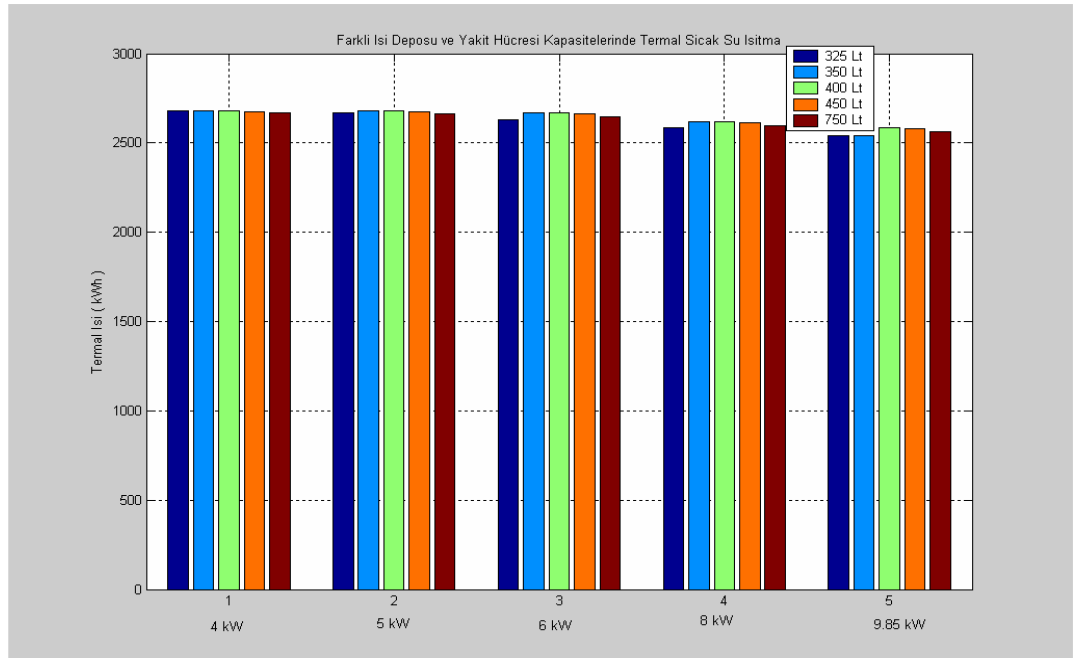
Ev ısıtmasında, ısı pompası çalışırken depodaki termal enerji tamamen kullanılıyor demektir. Bu aşamada termal depolama yapılmıyor ve üretilen termal enerji sıcak su veya ev ısıtması için kullanılıyor demektir. Yaz sezonunda ise ısı pompası soğutma için çalışırken Y. H. gurubu elektrik taleplerini karşılamakta, açığa çıkan termal enerjiyi depolamaya da gerek kalmamaktadır. Ancak sıcak su hazırlamak amacıyla bu enerji depolanır, fakat yaz koşullarında şebeke suyunun sıcaklığı da yüksek olduğundan sıcak su yükü çok fazla olmaz. Bu durumlarda fazla termal enerjinin Y.H.'ni soğutabilmek için hava soğutmalı eşanjörle atılması gerekir. Mevsime bağlı olan bu durumu ve kullanımı azalan termal enerjiyi PEMFC ve SOFC ' li TES için **şekil 4. 29.** ve **4. 30.** ' da görebiliriz.

**Çizelge 4. 6.** Farklı Depo Hacimleri ve Y.H. Kapasitelerinde TES'in Termal Yükleri ( PEMFC için – Yıllık )

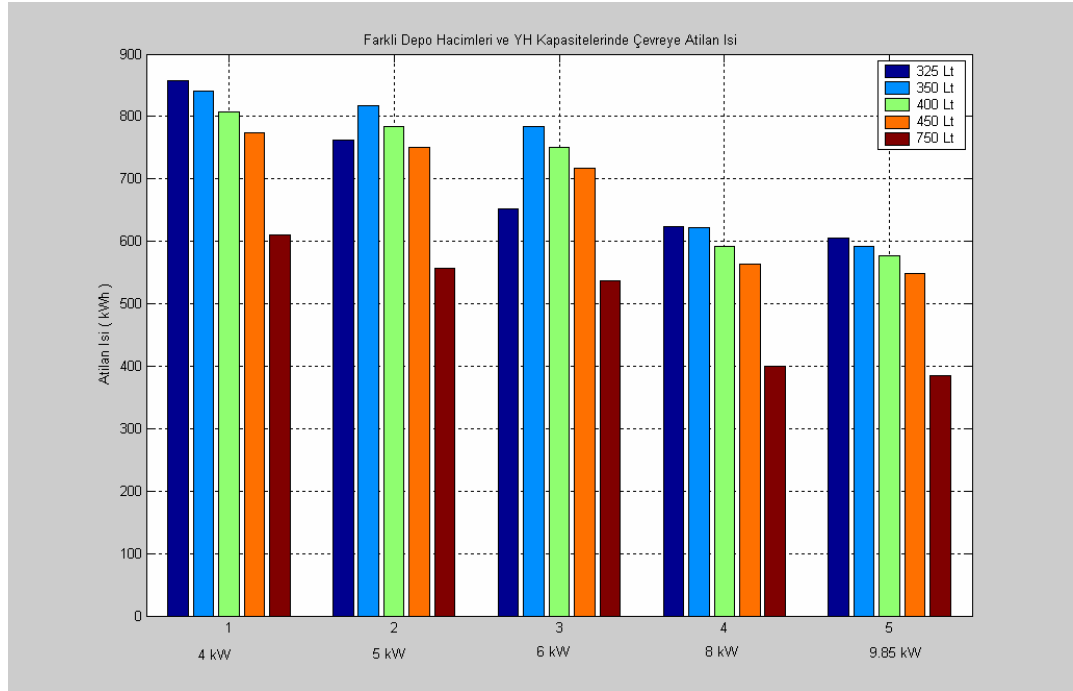
Y.H. Kap (kW)	Depo Hacmi $V_D$ (Lt)	Termal Ev ısıt. $Q_{TI}$ (kWh)	Termal su ısı. $Q_{DO}$ (kWh)	Çevreye Atılan ısı, $Q_C$ (kWh)	Depodan kaybolan ısı, $Q_K$ ( kWh )	Y.H. ter.çık. $Q_{YH}$ kWh	Enerji Kullan. % si $(Q_T+Q_{DO})/Q_{YH}$	TES Top.ver $\eta_{cog}$	Yak. Kul ver
4	325	2191.4	2681.3	858	924.8	6655	79.22	0.7029	0.6195
	350	2177.4	2680.3	841	962.1	6660.0	72.94	0.70289	0.6172
	378	2131.2	2673.5	807.1	1041.5	6679.9	71.92		
	400	2148.7	2678.4	807.1	1037.1	6670.6	72.36	0.70289	0.6168
	450	2119.7	2676.4	773.4	1112.6	6681.2	71.77	0.70287	0.6149
5	325	2079.7	2666.2	761.6	902.5	6429	73.82	0.69419	0.6165
	350	2075.9	2679.3	817.6	961.8	6534.2	72.77	0.6979	0.6149
	400	2047.0	2677.3	783.7	1036.8	6544.3	72.18	0.6980	0.6132
	450	2017.7	2675.2	749.8	1112.4	6554.6	71.59	0.6980	0.6114
	750	1841.0	2660.5	557.5	1561.2	6619.5	68	0.69871	0.6009
6	325	1994.1	2631.8	652	871	6148	75.24	0.6724	0.6026
	350	2007.5	2668.8	784.0	945.6	6405.5	73	0.6836	0.60417
	400	1978.5	2666.8	750.6	1020.4	6415.9	72.40	0.6837	0.60246
	450	1949.1	2664.8	717.3	1095.8	6426.6	71.79	0.6838	0.6007
	750	1772.3	2649.1	536.3	1539.0	6496.3	68.06	0.68456	0.5903
8	300	1943.0	2621.3	652.9	829.5	6026.6	75.48	-	325 lt
	325	1900.2	2582.9	623	841.9	5948	75.37	0.6566	0.59059
	350	1913.3	2619.3	622.0	899.5	6054.0	74.87	0.6617	0.5928
	400	1884.0	2617.0	592.4	969.9	6063.0	74.23	0.66158	0.5910
	450	1854.6	2614.6	563.4	1040.5	6073.0	73.59	0.66166	0.5893
9.85	300	1841.6	2535.8	617.4	796.1	5813.6	75.29		
	325	1844.4	2538.9	606	819.2	5808	75.47	0.6425	0.5793
	350	1829.6	2538.7	591.2	852.9	5812.5	75.15	0.6424	0.5784
	400	1831.8	2583.4	576.8	947.5	5939.5	74.33	0.64818	0.58041
	450	1802.5	2581.7	547.8	1017.4	5949.3	73.69	0.6482	0.5787
4.50 ( $msic_{max}$ )= $56.45 \cdot 10^{-4}$ kg/sn	300	2341.0	2659.0	856.5	821	6696.5	74.66		



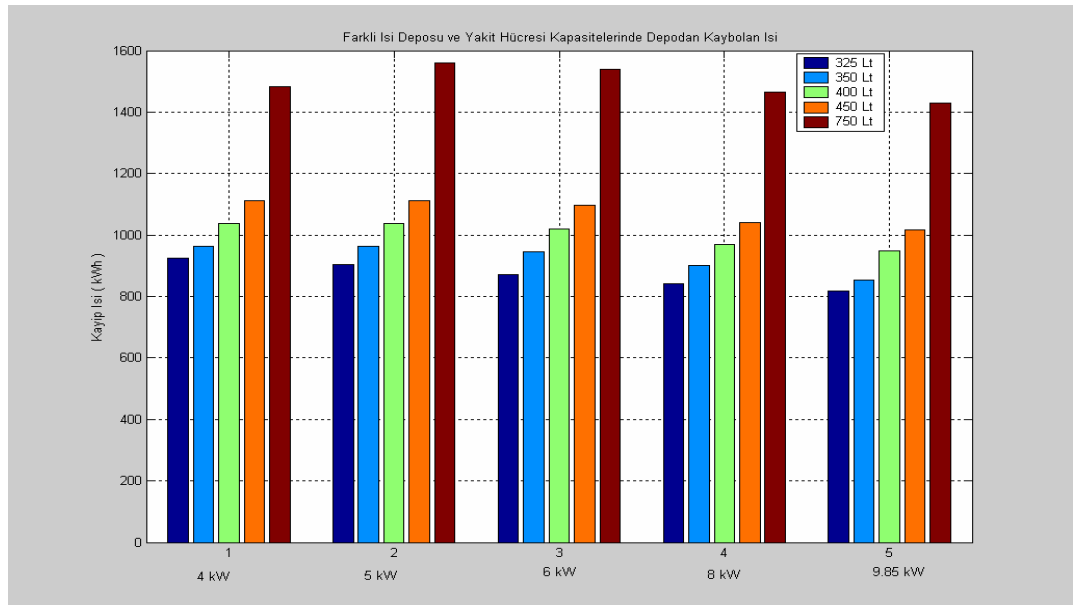
Şekil 4. 16. Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Termal Yük ( $Q_{YH}$ ) (PEMFC için –Yıllık)



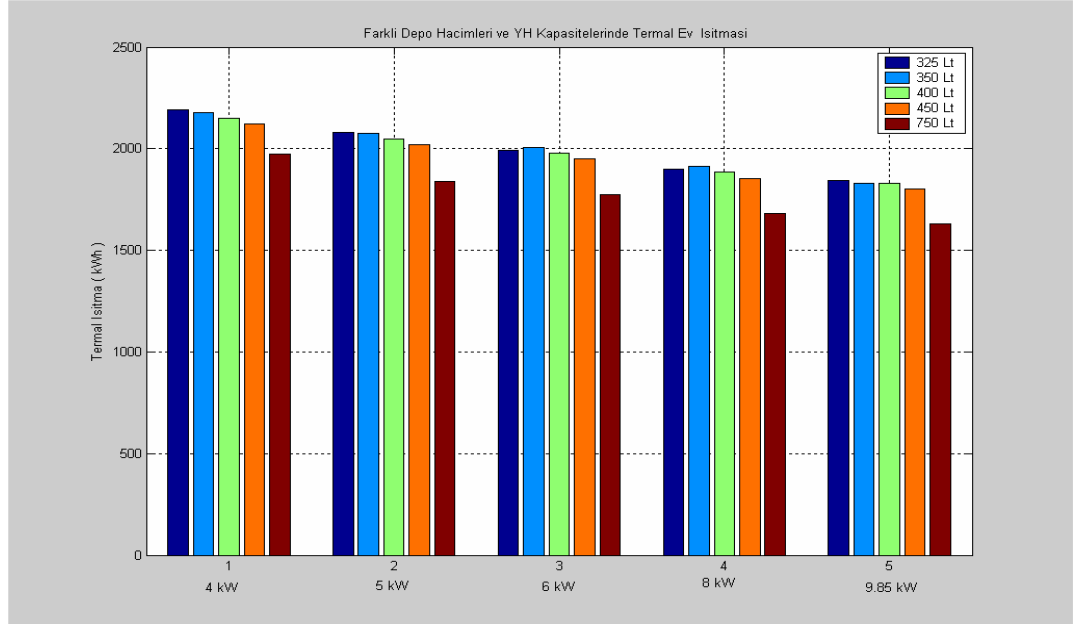
Şekil 4. 17. Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Termal Sıcak su Isıtma (PEMFC - Yıllık)



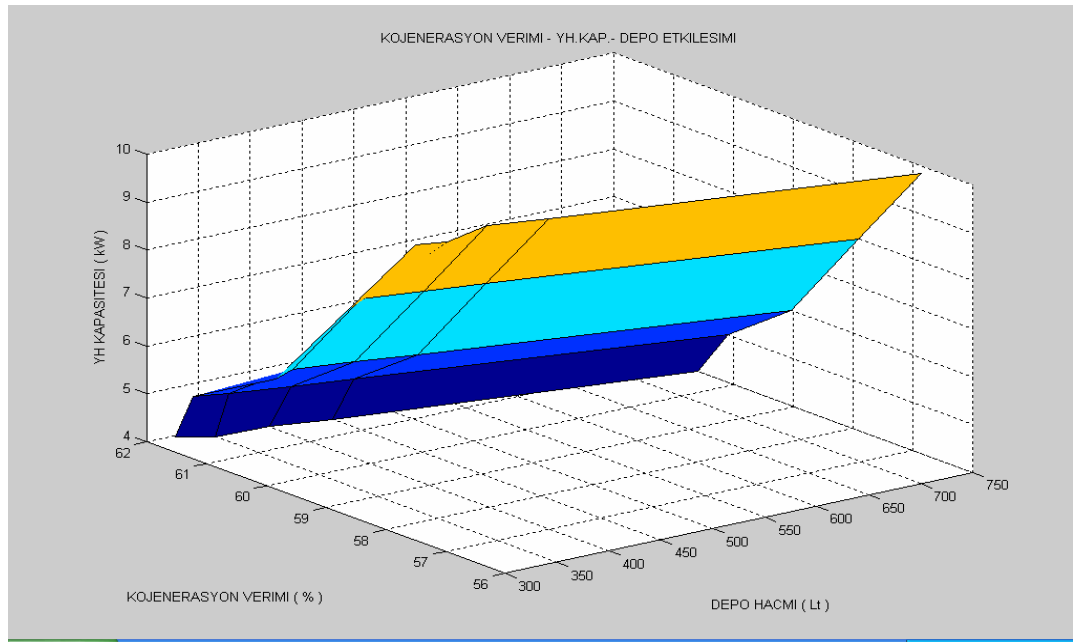
Şekil 4. 18. Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Çevreye Atılan Isı ( PEMFC – Yıllık )



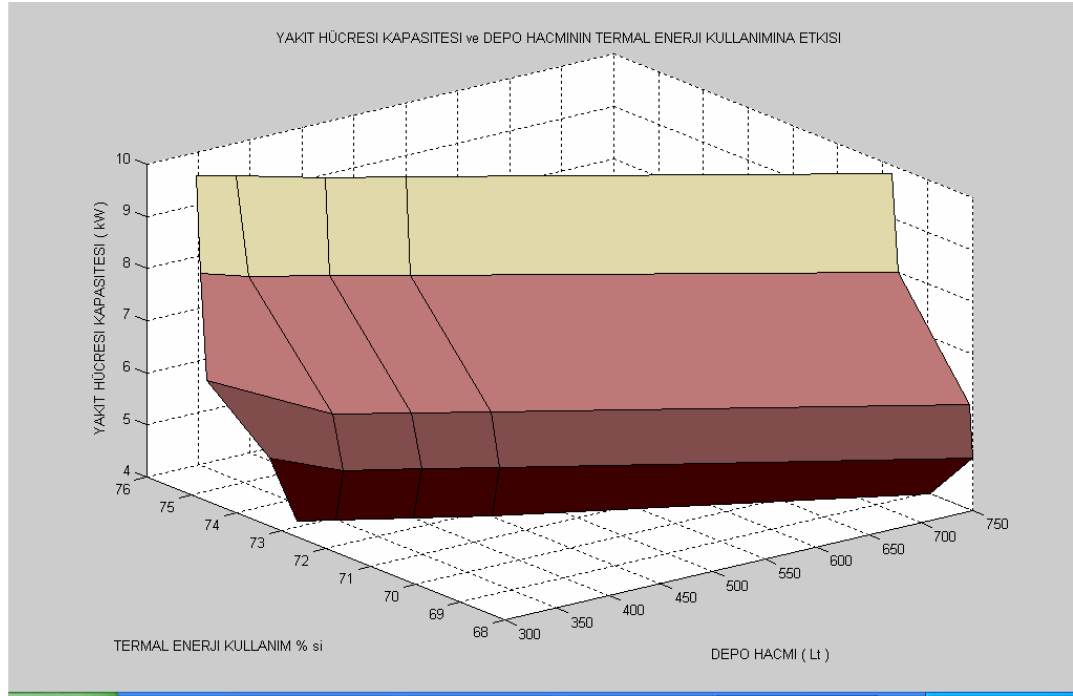
Şekil 4. 19. Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Depodaki Kayıp Isı ( PEMFC - Yıllık )



**Şekil 4. 20.** Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Termal Ev Isıtması ( PEMFC – Yıllık )



**Şekil 4. 21.** Farklı Isı Deposu Kapasitelerinde Yakıt Hücresi Kapasitesi ve TES Toplam Verimi arasındaki İlişki

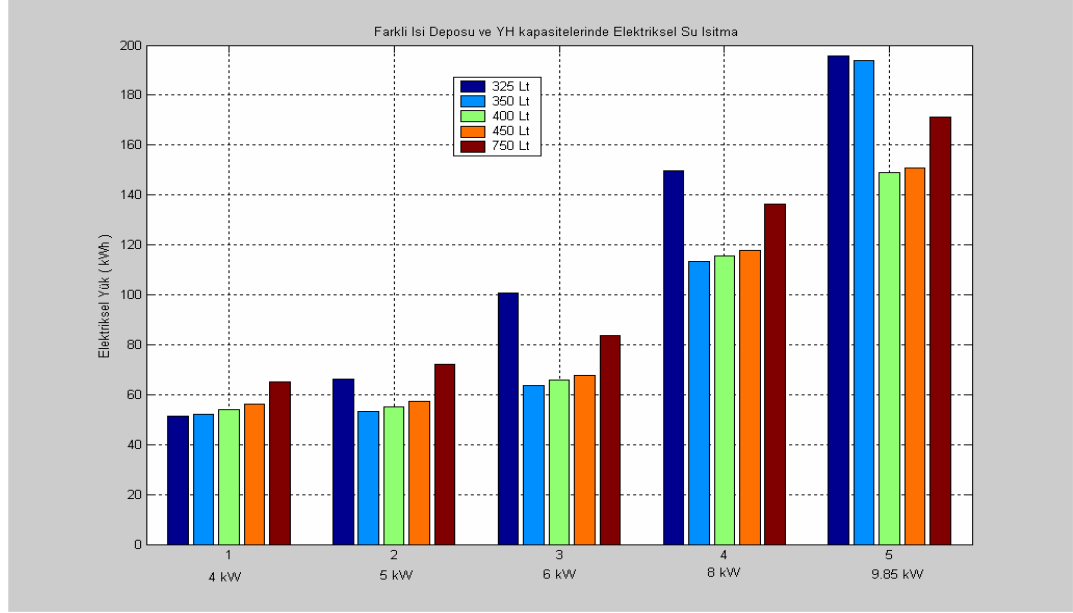


**Şekil 4. 22.** Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Termal Enerji kullanımı

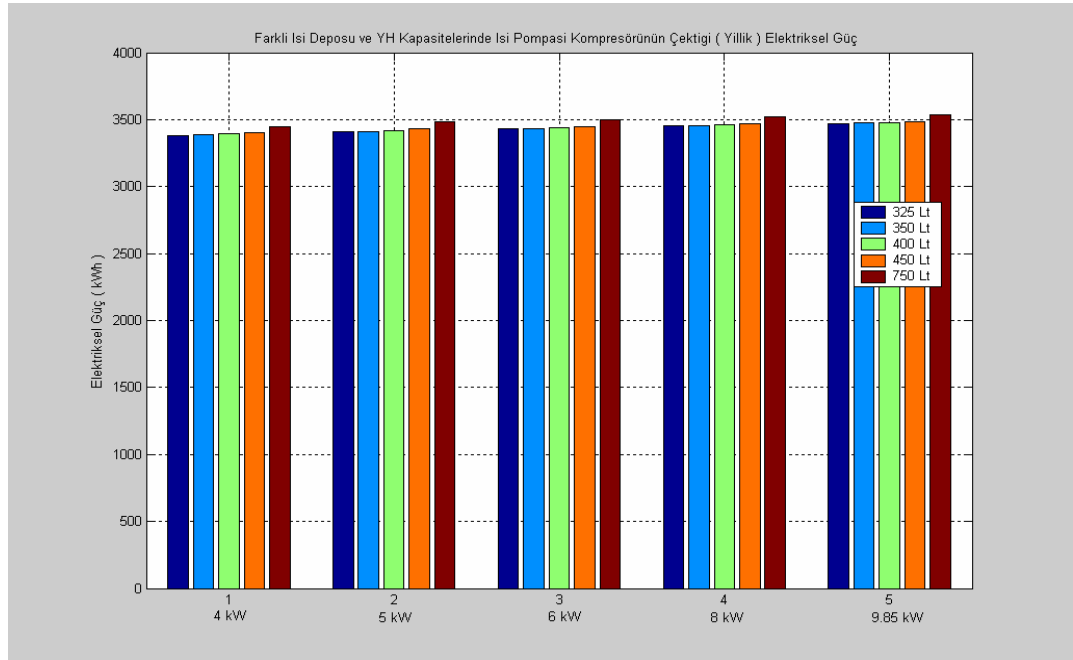
**Çizelge 4. 7.Farklı Depo Hacimleri ve Y.H. Kapasitelerinde TES'in Elektriksel Yükleri ( PEMFC için – Yıllık )**

Y.H. Kap. ( kW )	Depo Hacmi Lt	E <sub>LA</sub> kWh	E <sub>KL</sub> kWh	E <sub>F</sub> kWh	E <sub>DO</sub> kWh	E <sub>IP</sub> kWh	E <sub>YED</sub> kWh	E <sub>DEF</sub> kWh	E <sub>YH</sub> kWh	Y <sub>YH</sub> kWh	Depo Fiyatı Euro
4 kW	325	2455.9	1167.5	1076.9	51.3	3383.1	88.4	145.8	8368.8	21373	458
	350	2455.9	1167.5	1076.8	52.2	3387.4	88.7	145.9	8374.5	21389.3	496
	400	2455.9	1167.5	1076.8	54.1	3396.3	89.4	146.0	8386.1	21421.1	534
	450	2455.9	1167.5	1076.8	56.2	3405.2	90.2	146.2	8398.1	21453.8	572
	750	2455.9	1167.5	1076.8	65.3	3449.9	93.9	147.1	8456.5	21615.1	802
5 kW	325	2455.9	1167.5	1076.8	66.3	3410.5	117.2	147	8441.3	21421	458
	350	2455.9	1167.5	1076.8	53.2	3411.7	117.6	147.1	8429.9	21438.8	496
	400	2455.9	1167.5	1076.8	55.2	3420.6	118.5	147.3	8441.8	21469.9	534
	450	2455.9	1167.5	1076.8	57.3	3429.6	119.4	147.5	8454.1	21501.4	572
	750	2455.9	1167.5	1076.8	72.1	3483.9	125.6	148.6	8530.5	21682.7	802
6 kW	325	2455.9	1167.5	1076.8	100.8	3432.5	134	147.8	8515.4	21806	458
	350	2455.9	1167.5	1076.8	63.8	3428.6	134.5	147.8	8475	21766.7	496
	400	2455.9	1167.5	1076.8	65.7	3437.6	135.5	148	8487	21796.8	534
	450	2455.9	1167.5	1076.8	67.8	3446.6	136.5	148.2	8499.3	21826.2	572
	750	2455.9	1167.5	1076.8	83.5	3500.6	143.6	149.4	8577.3	22019.3	802
8 kW	300	2455.9	1167.5	1076.8	11.3	3442.9	154.3	148.4	8557.1	22068.8	458
	325	2455.9	1167.5	1076.8	149.6	3456.4	153.9	148.5	8605.7	22167	458
	350	2455.9	1167.5	1076.8	113.2	3452.5	154.4	148.6	8568.9	22098.9	496
	400	2455.9	1167.5	1076.8	115.6	3461.4	155.5	148.8	8581.5	22135.5	534
	450	2455.9	1167.5	1076.8	117.9	3470.4	156.6	149	8594.1	22167	572
9.85 kW	750	2455.9	1167.5	1076.8	136.2	3523.4	164.8	150.2	8674.9	22365.1	802
	300	2455.9	1167.5	1076.8	196.7	3471.7	164.5	148.9	8682.1	22556.6	458
	325	2455.9	1167.5	1076.8	195.7	3470.7	164.8	149	8678.4	22546.1	458
	350	2455.9	1167.5	1076.8	193.9	3475.2	165.4	149.1	8683.8	22564	496
	400	2455.9	1167.5	1076.8	149.1	3474.6	166.3	149.1	8639.5	22492.1	534
4.450 kW msic <sub>max</sub> : 0.0056458 Kg/sn	450	2455.9	1167.5	1076.8	150.9	3483.6	167.5	149.3	8651.6	22525	572
	750	2455.9	1167.5	1076.8	171.1	3536	176.4	150.6	8734.3	22736.6	802
	325	2455.9	1167.5	1076.8	73.6	3546.4	87.8	144.7	8552.7	21748.2	458
	350	2455.9	1167.5	1076.8							
	400	2455.9	1167.5	1076.8							
4 kW	378 lt	2455.9	1167.5	1076.8	59	3401.8	89.6	146	8396.7	21450.1	500

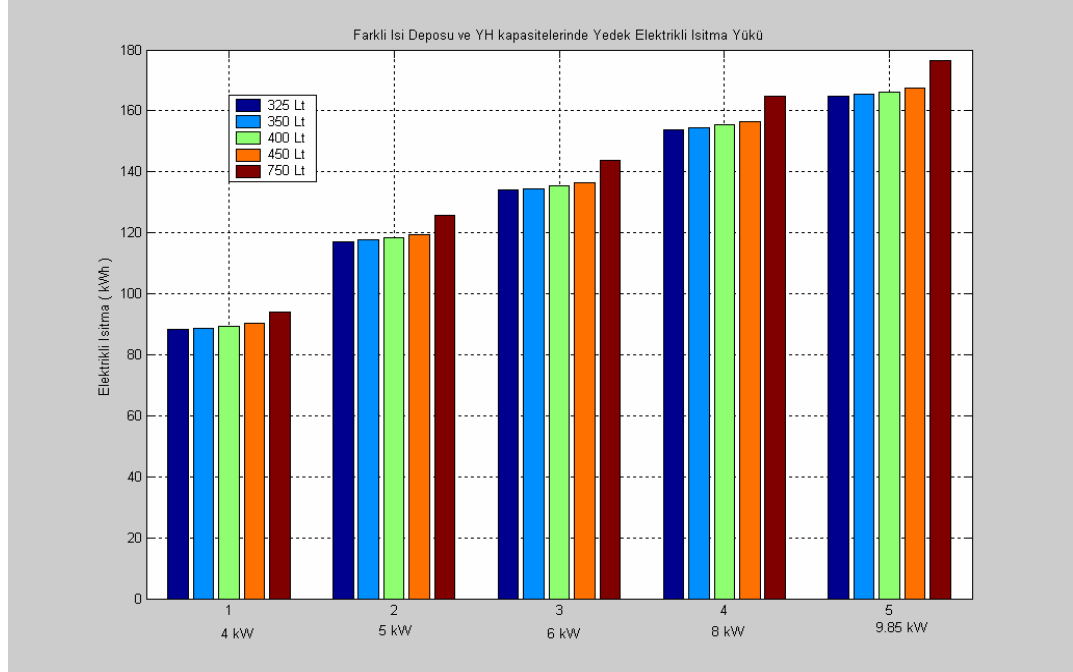




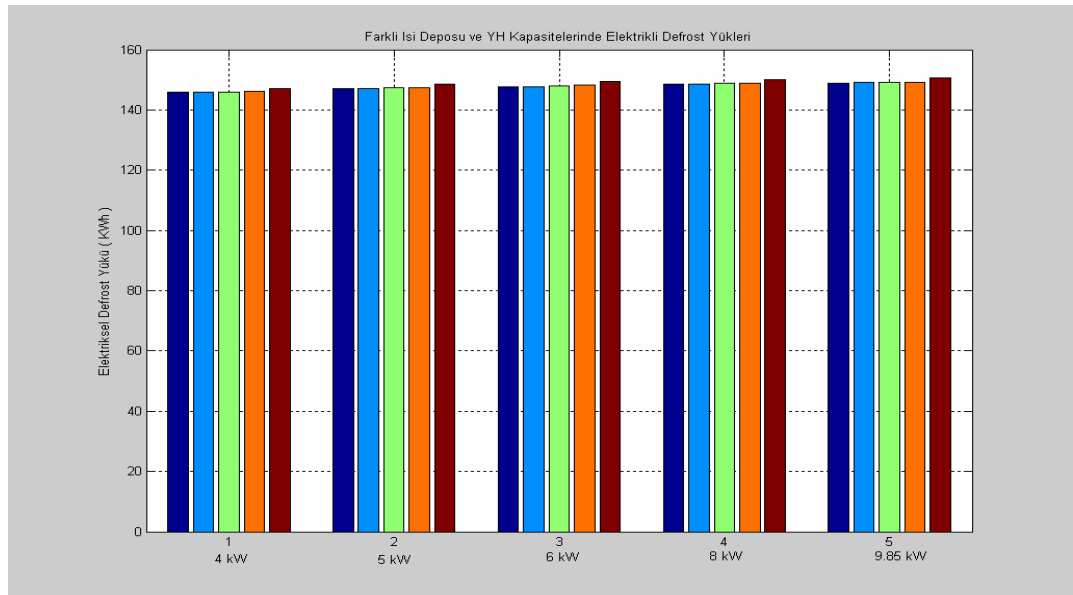
Şekil 4. 23. Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Elektriksel Sıcak su Isıtma ( PEMFC - Yıllık )



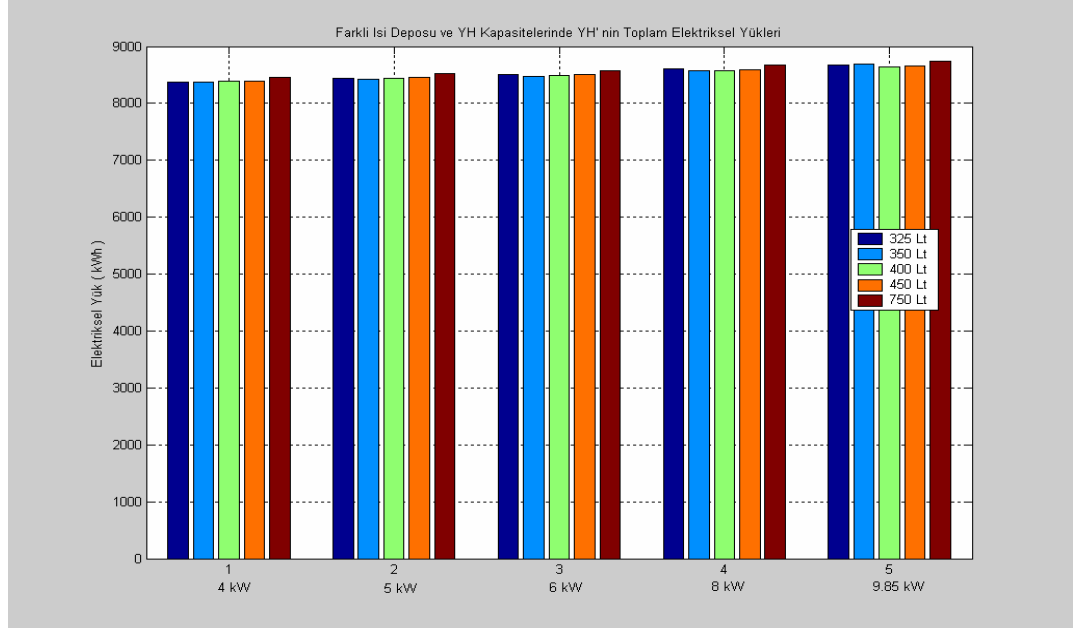
Şekil 4. 24. Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Isı Pompası Kompresörünün çektiği Elektriksel Güç ( PEMFC - Yıllık )



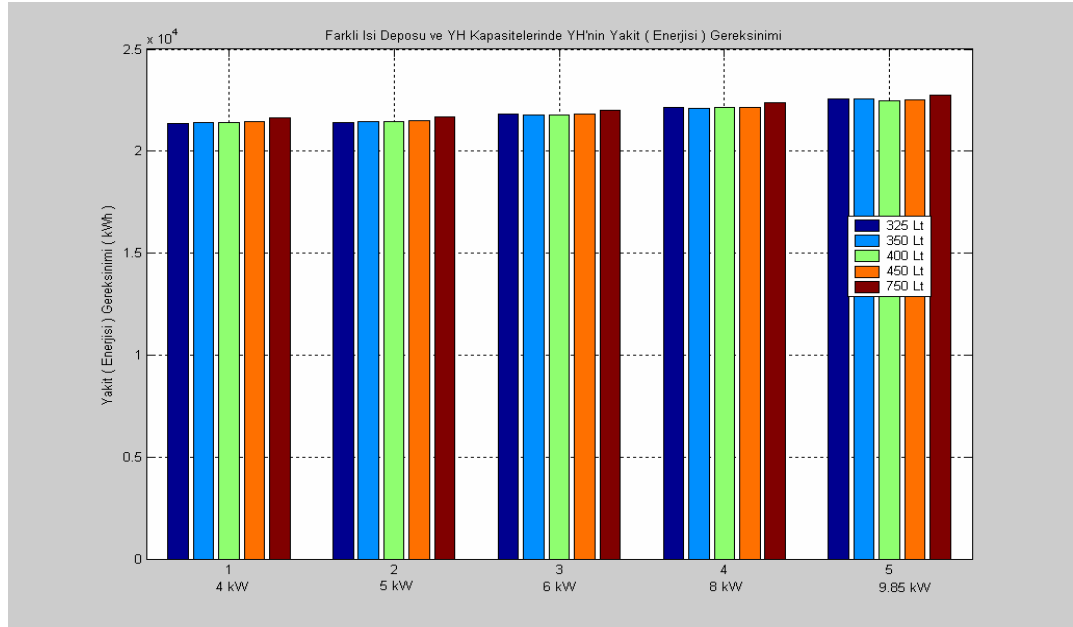
**Şekil 4. 25** Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Yedek Elektrikli Isıtma ( PEMFC - Yıllık )



**Şekil 4. 26.** Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Isı Pompasının Elektrikli Defrost Yüğü ( PEMFC - Yıllık )



Şekil 4. 27. Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Y.H. Elektrik Yükü ( PEMFC - Yıllık )



Şekil 4. 28. Farklı Isı Deposu ve Yakıt Hücresi Kapasitelerinde Yakıt ( Enerjisi ) Yükü ( PEMFC - Yıllık )

**Çizelge 4. 8.** Aylara göre TES'in Elektriksel Yükleri ( 4 kW PEMFC + 325 lt Depo )

Aylar	Ela kWh	E <sub>KL</sub> kWh	E <sub>F</sub> kWh	E <sub>DO</sub> kWh	E <sub>IP</sub> kWh	E <sub>YED</sub> kWh	E <sub>DEF</sub> kWh	E <sub>YH</sub> kWh	Y <sub>YH</sub> kWh
<b>Ocak</b>	253.8	0	217.45	8.137	783.25	13.141	39.838	1315.5	3433.8
<b>Şubat</b>	245.76	0	197.46	7.927	694.94	73.551	53.995	1273.8	3426.4
<b>Mart</b>	228.38	0	139.62	13.214	556.61	1.683	21.893	961.36	2451.1
<b>Nisan</b>	198.73	0	75.957	10.715	315.46	0	6.838	607.5	1511.1
<b>Mayıs</b>	165.81	0	30.956	3.408	141.82	0	0	341.87	847.42
<b>Haziran</b>	184.87	214.26	33.885	0	0	0	0	433.11	1081.6
<b>Temmuz</b>	175.03	271.63	42.908	0	0	0	0	489.45	1225.4
<b>Ağustos</b>	120.49	449.97	70.184	0	0	0	0	640.61	1636.9
<b>Eylül</b>	188.11	144.37	21.779	0.046	0	0	0	354.01	884.62
<b>Ekim</b>	230.78	51.757	21.517	7.818	57.995	0	0	369.7	923.56
<b>Kasım</b>	209.46	0	90.313	0	342.79	0	12.355	654.71	1634.2
<b>Aralık</b>	227.97	0	129.7	0	490.25	0	10.846	858.68	2147

**Çizelge 4. 9.** Aylara göre TES'in Termal Yükleri ( 4 kW PEMFC + 325 lt Depo )

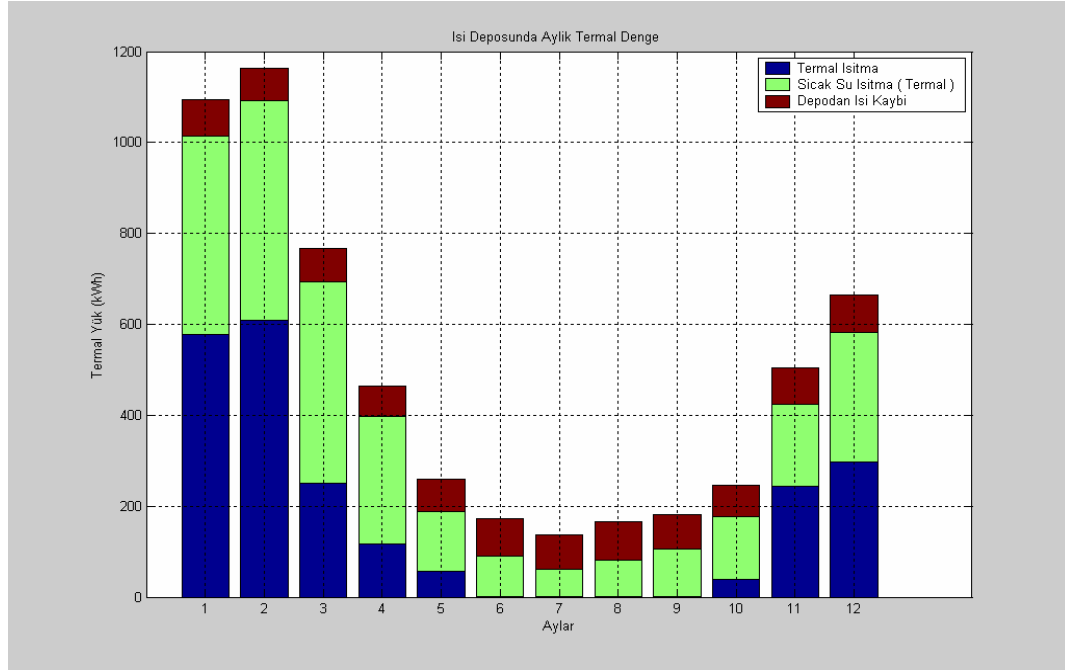
Aylar	Q <sub>YH</sub> kWh	Q <sub>Ç</sub> kWh	Q <sub>IS</sub> kWh	Q <sub>TI</sub> kWh	Q <sub>IP</sub> kWh	Q <sub>YED</sub> kWh	Q <sub>DO</sub> kWh	Q <sub>K</sub> kWh
<b>Ocak</b>	1094.2	0	2943.6	578.51	2351.9	13.141	435.61	80.527
<b>Şubat</b>	1116.8	0	2683.9	608.54	2001.8	73.551	483.44	70.201
<b>Mart</b>	767.68	0	1946.4	249.66	1695	1.683	444.47	73.916
<b>Nisan</b>	464.98	0	1143.6	117.97	1025.7	0	278.98	68.211
<b>Mayıs</b>	256.54	0	545.51	57.287	488.25	0	130.09	72.698
<b>Haziran</b>	330.93	154.97	0	0	0	0	90.54	81.557
<b>Temmuz</b>	377.4	240.51	0	0	0	0	62.204	74.605
<b>Ağustos</b>	474.86	308.75	0	0	0	0	80.836	85.263
<b>Eylül</b>	269.18	88.391	0	0	0	0	105.42	76.727
<b>Ekim</b>	280.79	34.526	226.67	38.338	188.32	0	139.55	67.41
<b>Kasım</b>	504.02	0	1315.3	244.4	1071	0	179.68	80.158
<b>Aralık</b>	665.24	0	1829.7	296.73	1533	0	285.74	83.04

**Çizelge 4.10** Aylara göre TES'in Elektriksel Yükleri (4 kW SOFC + 325 lt Depo)

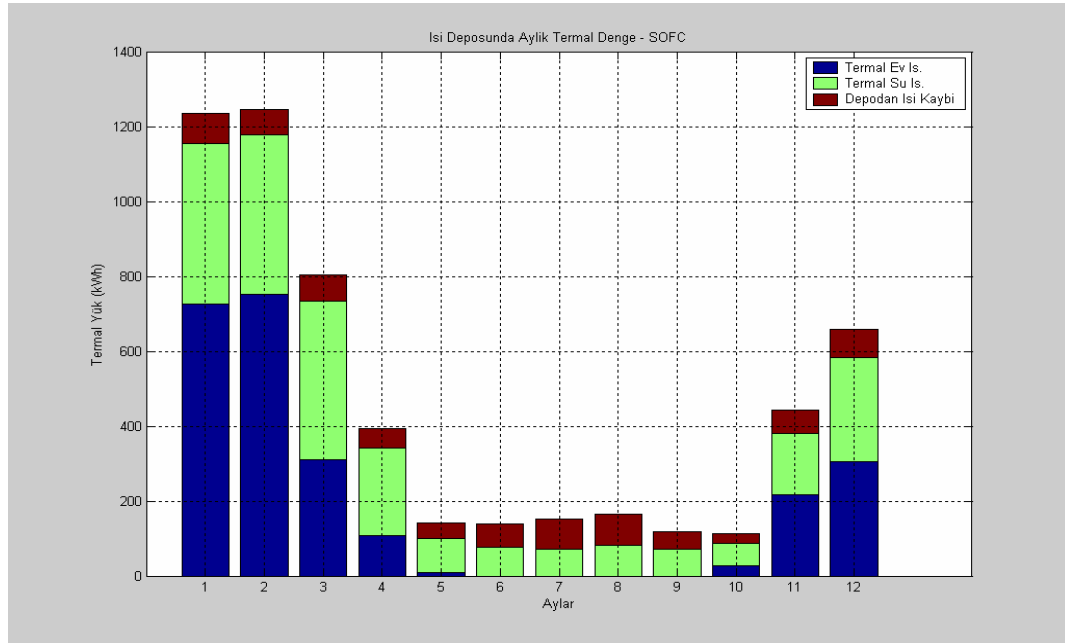
Aylar	E <sub>la</sub> kWh	E <sub>KL</sub> kWh	E <sub>F</sub> kWh	E <sub>DO</sub> kWh	E <sub>IP</sub> kWh	E <sub>YED</sub> kWh	E <sub>DEF</sub> kWh	E <sub>YH</sub> kWh	Y <sub>YH</sub> kWh
<b>Ocak</b>	253.8	0	217.45	14.354	736.7	1.181	36.295	1259.7	2398.8
<b>Şubat</b>	245.76	0	197.46	19.782	667.32	9.864	51.546	1191.8	2361.4
<b>Mart</b>	228.38	0	139.62	0	535.74	0.175	20.238	958.24	1798.3
<b>Nisan</b>	198.73	0	75.957	0	318.33	0	6.651	654.84	1264.9
<b>Mayıs</b>	165.81	0	30.956	43.513	155.91	0	0	396.03	854.18
<b>Haziran</b>	184.87	214.26	33.885	13.484	0	0	0	446.59	900.6
<b>Temmuz</b>	202.24	307.17	48.532	0.129	0	0	0	557.93	1083.8
<b>Ağustos</b>	120.49	449.97	70.184	0	0	0	0	640.61	1205.6
<b>Eylül</b>	188.11	144.37	21.779	33.56	0	0	0	387.61	815
<b>Ekim</b>	230.78	51.757	21.517	88.046	61.213	0	0	453.12	1008
<b>Kasım</b>	209.46	0	90.313	16.622	350.36	0	11.939	678.48	1292.7
<b>Aralık</b>	227.97	0	129.7	8.989	486.35	0	10.4	863.31	1561.2

**Çizelge 4. 11.** Aylara göre TES'in Termal Yükleri ( 4 kW SOFC+ 325 lt Depo )

Aylar	Q <sub>YH</sub> kWh	Q <sub>Ç</sub> kWh	Q <sub>IS</sub> kWh	Q <sub>TI</sub> kWh	Q <sub>IP</sub> kWh	Q <sub>YED</sub> kWh	Q <sub>DO</sub> kWh	Q <sub>K</sub> kWh
<b>Ocak</b>	1233.9	0	2943.6	726.32	2216.1	1.181	429.39	79.045
<b>Şubat</b>	1244	0	2683.9	750.82	1923.2	9.864	426.58	67.387
<b>Mart</b>	802.24	0	1946.4	311.13	1635.1	0.175	423.57	68.691
<b>Nisan</b>	392.5	0	1143.6	107.23	1036.4	0	234.33	51.6
<b>Mayıs</b>	126.82	0	545.51	10.069	535.44	0	89.992	41.571
<b>Haziran</b>	231.85	79.314	0	0	0	0	77.052	61.456
<b>Temmuz</b>	349.64	197.34	0	0	0	0	71.77	80.746
<b>Ağustos</b>	453.29	288.17	0	0	0	0	80.836	83.522
<b>Eylül</b>	160.69	50.652	0	0	0	0	71.962	46.605
<b>Ekim</b>	139.65	20.892	226.67	27.535	199.13	0	59.306	26.387
<b>Kasım</b>	446.21	0	1315.3	216.39	1099	0	163.07	64.26
<b>Aralık</b>	659.67	0	1829.7	306.38	1523.3	0	276.76	75.463



Şekil 4. 29. Isı Deposunda Aylık Termal Denge ( PEMFC ile ) 4 kW – 325 lt



Şekil 4. 30. Isı Deposunda Aylık Termal Denge ( SOFC ile ) 4 kW – 325 lt

Yukarıdaki **şekil 4. 29.** ve **4. 30'**dan ısı deposunun kış aylarındaki termal kapasite kullanımı açık bir şekilde görülebilmektedir. Yaz döneminde depodan kaybolan ısının termal sıcak su ısıtma yüküne eşit olduğu açıkça görülebilmektedir. Buna göre ısı deposu kullanımının soğuk iklimler için daha verimli olacağı bellidir. Depodan kaybolan ısının her ay hemen hemen eşit görünmesi deponun çevresindeki sıcaklığın değişmez olduğu kabulünden ileri gelmektedir. Aslında kış döneminde bu kayıplar daha fazladır.

Yine, kış döneminin sonlarında termal olarak sıcak su hazırlama yükü termal ev ısıtma yüküyle eşit hale gelmektedir. Buradaki önceliğin sıcak suda olması nedeniyle kalan termal ısının ev ısıtması için kullanılacağı, yetmiyorsa ısıtma talebinin ısı pompası ve yedek elektrikli ısıtıcı ile takviye edileceği unutulmamalıdır.

#### **PEMFC ile SOFC' li TES' in karşılaştırılması:**

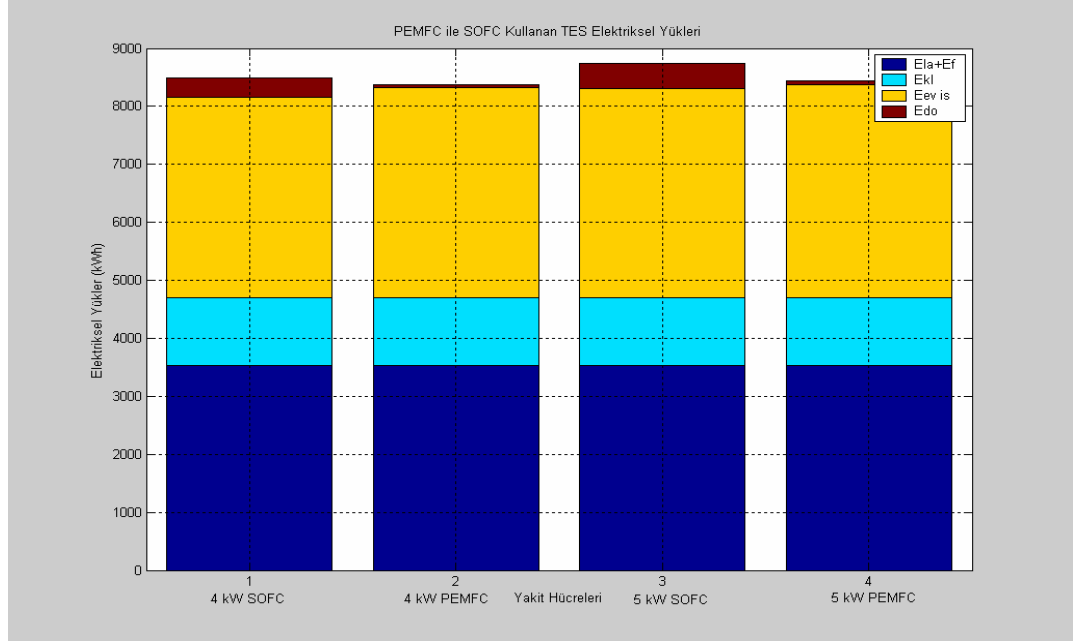
**Çizelge 4. 12'**den SOFC' in elektrikli ev ısıtması için güç sarfiyatı PEMFC' den 4 kW için % 4.53 daha az, 5 kW'da %2 daha az, elektrikli su ısıtma yükü PEMFC'den 4 kW'da 5.39 kat fazla, 5 kW'da ise 5.72 kat fazladır. Toplam elektrik üretimi (  $E_{YH}$  ) 4 kW' da % 1.43, 5 kW'da ise % 3.62 daha fazla, termal su ısıtma yükü 4 kW'da % 11.5 , 5 kW'da % 16.60 daha azdır. Atılan ısı ise 4 kW' da % 25.87 daha az, 5 kW'da ise % 45 daha azdır. Depodan kaybolan ısı 4 kW'da % 19 daha az, 5 kW'da % 24 daha azdır. Toplam ısı üretimi 4 kW'da % 6.2 az, 5 kW'da % 14.8 daha azdır. Yakıt ihtiyacı ise 4 kW'da % 22.5 daha az, 5 kW'da ise % 20.13 daha azdır. Toplam verimi 4 kW'da % 26 fazla, 5 kW'da % 20 fazladır. Yakıt kullanma verimi 4 kW'da % 29.5, 5 kW'da % 24.59 fazladır.

SOFC Yüksek sıcaklıklarda daha verimlidir ve CHP için daha uygundur. Termal ve elektrikli yükleri daha iyi karşılamaktadır (  $Q_{TI}$  ve  $E_{YH}$  daha yüksek.).

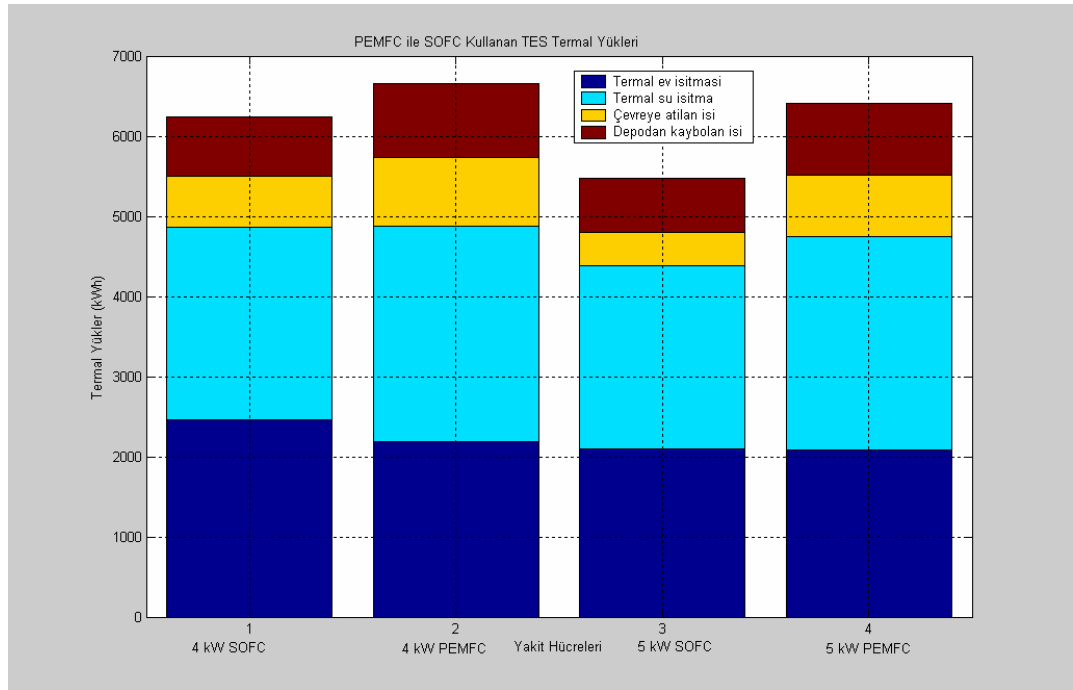
**Çizelge 4. 12.** PEMFC ve SOFC'li CHP Sisteminin Yıllık Elektrik ve Termal Enerji Kullanımlarının Karşılaştırılması – 325 Lt.lik Isı Deposu ile - ( Isı pompası SEER = 12 )

<b>325 lt depolu CHP</b>	<b>4kw sofc</b>	<b>4 kw pemfc</b>	<b>5 kw sofc</b>	<b>5 kw pemfc</b>
Aydınlatmalar, cihazlar ve fan ELA+EF(kWh)	3532.7	3532.7	3532.7	3532.7
Soğutma, $E_{klıma}$ ( kw h )	1167.5	1167.5	1167.5	1167.5
Elektrikli ev ısıt. ( $E_{EI} = E_{ip} + E_{yed} + E_{def}$ )	3460.2	3617.3	3601.4	3674.7
Elektrikli su ısıt. ( $E_{DO}$ ) ( kWh )	328	51.3	446	66.3
<b>Toplam elektrik ( <math>E_{YH}</math> ) ( kWh )</b>	8488.4	8368.8	8747.6	8441.3
Termal ev ısıtma ( $Q_{TI}$ ) ( kWh )	2455.9	2191.4	2093.2	2079.7
Termal su ısıtma ( $Q_{DO}$ ) ( kWh )	2404.6	2681.3	2286.6	2666.2
Atılan ısı ( $Q_{\xi}$ ) ( kWh )	636.4	858	418.0	761.6
Depodan çevreye kaybol. ısı ( $Q_K$ )	745.7	924.8	681.6	902.5
<b>Toplam ısı ( <math>Q_{YH}</math> ) ( kWh )</b>	6242.6	6655	5477.7	6429
<b>Yakıt enerjisi ( <math>Y_{YH}</math> ) ( kWh )</b>	16544.2	21373	17109.6	21421
<b>TES top.ver. % ( <math>Q_{YH} + E_{YH}</math> ) / <math>Y_{YH}</math></b>	89	70.29	83	69.42
<b>Yakıttan yar.ver % ( <math>Q_{YH} + E_{YH}</math> ) - ( <math>Q_{\xi} + Q_K</math> ) / <math>Y_{YH}</math></b>	80.68	61.95	76.71	61.65
<b>Termal verim ( <math>Q_{YH} / Y_{YH}</math> ) . %</b>	37.73	31.13	32	30.01
<b>Elektriksel verim ( <math>E_{YH} / Y_{YH}</math> ) . %</b>	51.30	39.15	51.12	39.40
<b>Termal enerji kullanımı % ( <math>Q_{TI} + Q_{DO}</math> ) / <math>Q_{YH}</math></b>	77.86	73.21	79.95	73.82

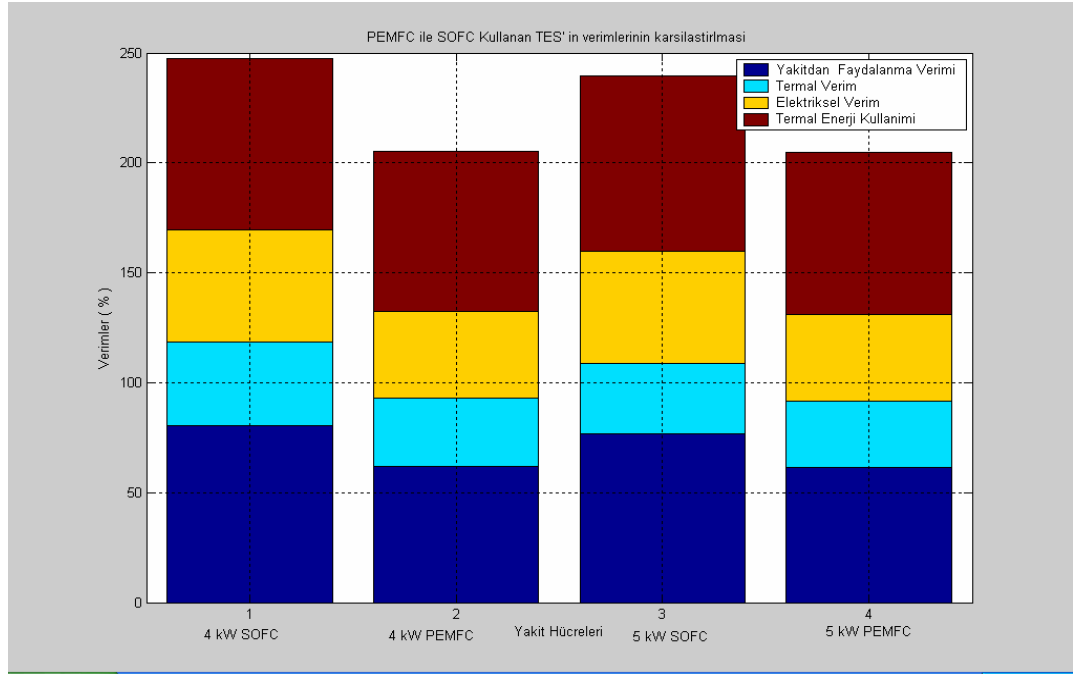




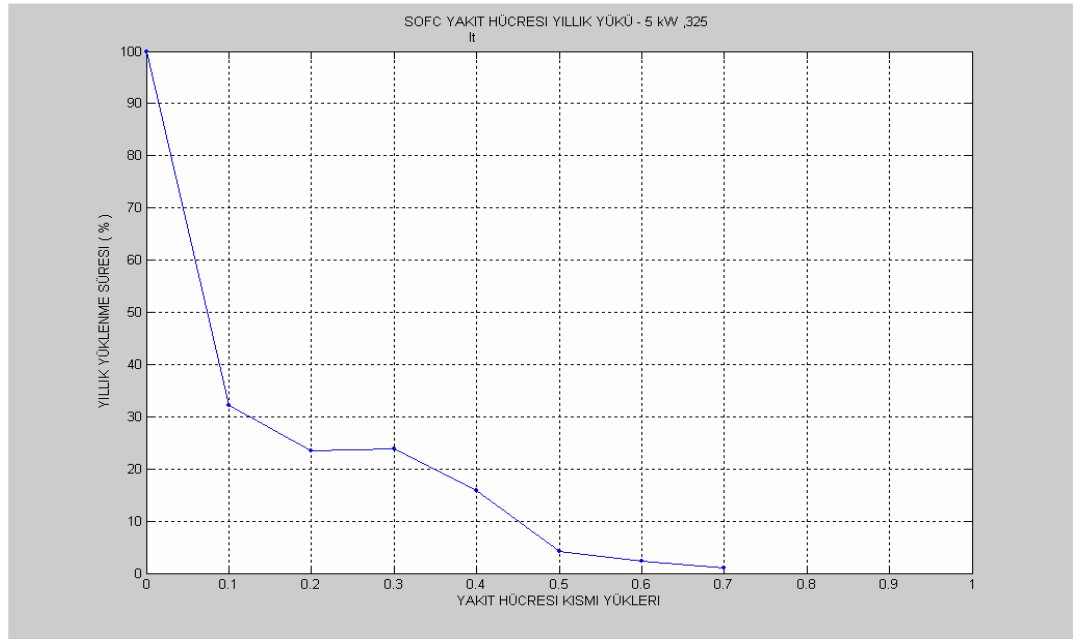
Şekil 4. 31. PEMFC ve SOFC' Esası TES' in Elektriksel Yüklerinin Karşılaştırılması



Şekil 4. 32. PEMFC ve SOFC' Esası TES' in Termal Yüklerinin Karşılaştırılması



Şekil 4.33. PEMFC ve SOFC' Esaslı TES' in Verimlerinin Karşılaştırılması



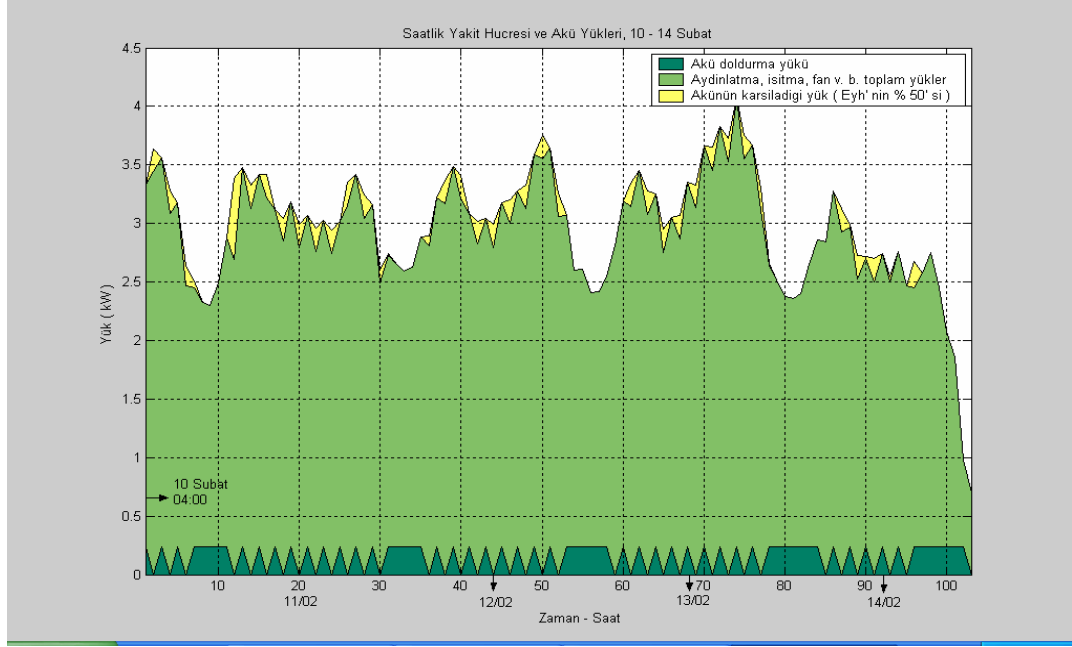
Şekil 4.34. 5 kW SOFC ile TES'in Yıllık Yüklenme Oranları

Ortalama yıllık elektrik talebi tam kapasitenin yaklaşık % 20' si ve % 40' ı arasında değişmektedir. Çok küçük yüklerde (  $PLR < 0.05$  ) Y.H. kapatılır ve soğutulmadan bekler, bu sürede gereken elektrik akülerle karşılanır. Bu şartlarda elektriksel verim, akü doldurma ve boşaltma kayıpları nedeniyle normal değerlerinden % 30 daha azdır. Ayrıca kojenerasyon verimi de düşer. Kojenerasyon verimi Y. H. sisteminin elektriksel ve termal enerji çıktılarını verir (  $\eta_{cog} = \eta_{te} + \eta_{el}$  ) ( **Şekil 4. 21. ve 4. 34.**  ).

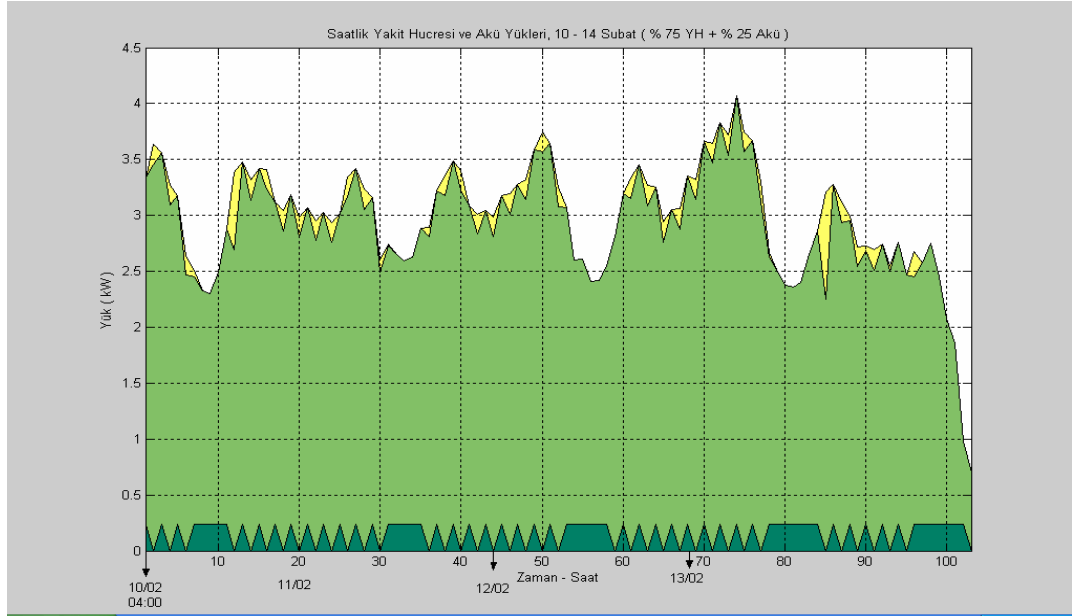
#### **Y.H.' nin akü ile birlikte çalışması ( hibrid sistem )**

Akü dolumda iken gelen bir pik yük akü çalıştırma limitine girerse, yeterli güç var ise akü dolumdan çıkarılarak Y.H. sistemine destek olarak çalıştırılır. Ocak, şubat dönemi akü çalışma grafikleri incelendiğinde görülen  $E_{CONV}$  yükleri ve  $E_{AKÜ}$  yüklerindeki testere dişli profillerin nedeni budur ( **Şekil 4. 35 ve 4. 36** ). Akülü çalışmada ( hibrid sistem ), akü aktif bir elemandır. Her saat ya dolumda ya da destek ünitesi olarak çalışmaktadır.

Ancak yıllık toplam yüklere bakıldığında, akü Y.H.' nin toplam elektriksel yükü  $E_{YH}$ ' nin % 0,73 ' lik bir bölümünü karşılamakta iken dolum için  $E_{YH}$ ' nin %1' i kadar bir yük bindirmektedir ( **Çizelge 4. 13.** ). Bu, yıllık toplamda çok küçük bir ek yüküdür. Buna karşın düşük yük taleplerinde Y.H.' nin veriminin düşmesini engellemektedir. Ayrıca pik yükleri paylaşarak Y.H.' ni dinamik yük değişimlerinde rahatlatmaktadır. Sık boşalması ve doluma girmesi, Y.H.' ne gelen ortalama yükleri ve doldurma amaçlı yük için % 5 kısmi yük oranlarındaki çalışma sürelerini arttırmaktadır. Bu, Y.H.' nin senelik çalışma süresinde bir artış demektir. Bu sebeple ortaya çıkan termal enerji kullanımı hibrid olmayan sistemlerden neredeyse iki kat fazladır. Kış dönemi için bu bir kazançtır ( **Şekil 4. 37.** ). Yaz döneminde zaten çok fazla soğutma yükü olmadığından elektriksel yük talebi fazla olmamaktadır ( **Şekil 4. 38. ve 4. 39.** ). Bu sebeple dışarı atılması gereken ve depolanamayan enerji normal sistemden sanıldığı kadar yüksek değildir ( 894.3 kWh hibrid, 858.2 kWh hibrid olmayan sistemde ). Yaz döneminde klimanın çalışmadığı zamanlarda ( örneğin kısmi yük oranı  $< \% 5$  ) Y.H.' yerine akü devrede kaldığından sistemi rahatlatmaktadır. Grafiklerde dolum yüklerinin bu dönemde daha az olduğu görülmektedir.



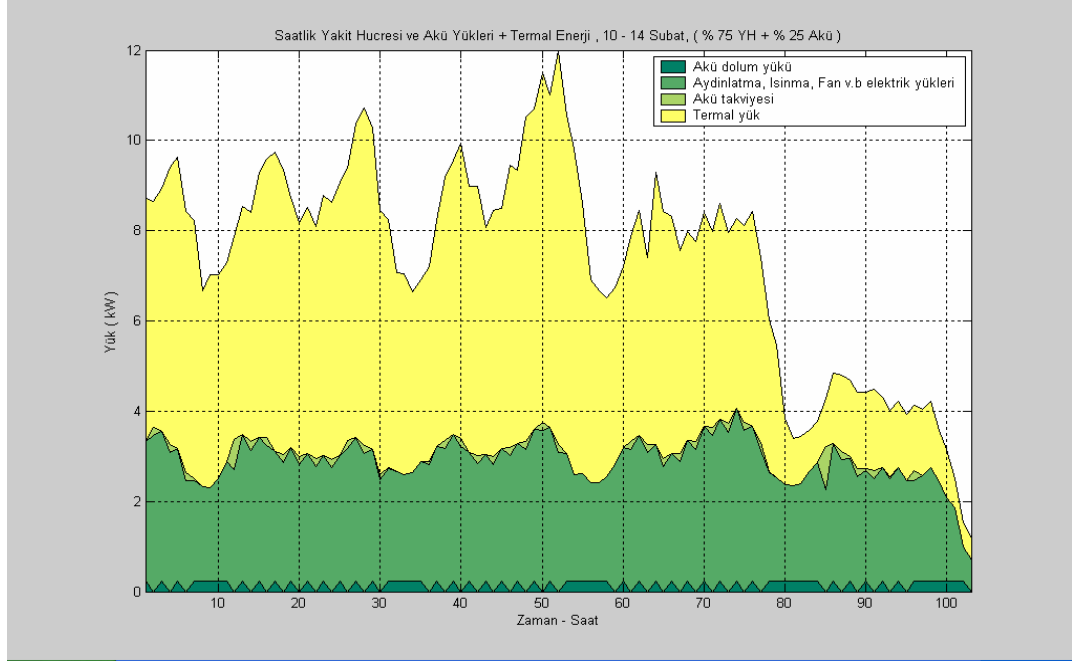
Şekil 4. 35. Akülü hibrid sistemin saatlik elektriksel yükleri  
( % 50 Y.H., % 50 akü yükü ile – Şubat ayı )

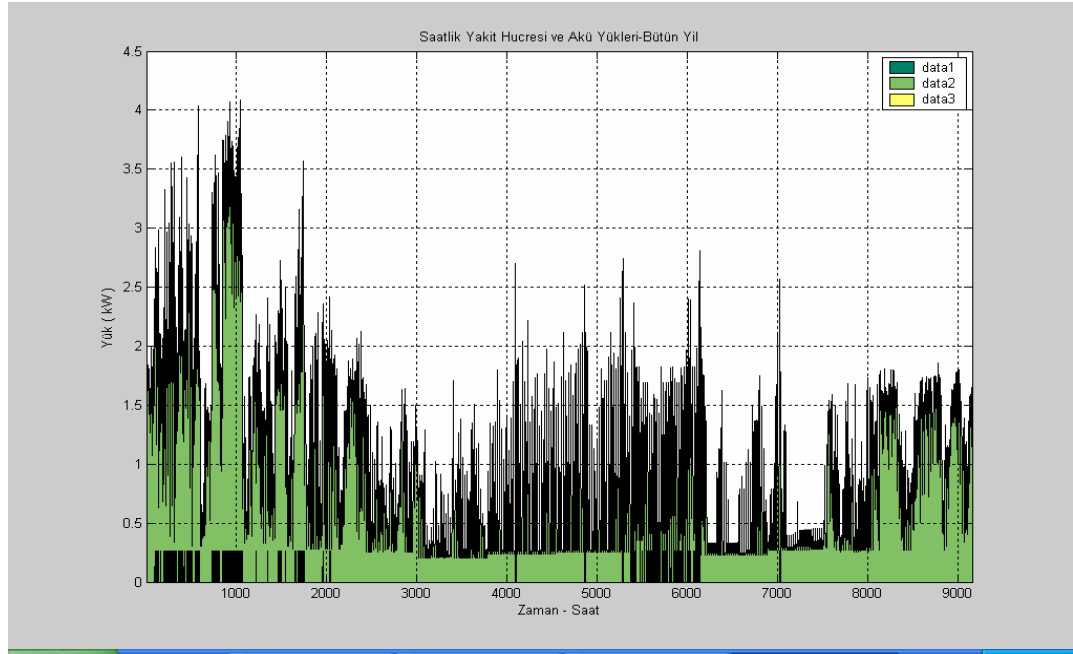


Şekil 4. 36. Akülü hibrid sistemin saatlik elektriksel yükleri  
( % 75 Y.H. % 25 akü yükü ile – Şubat ayı )

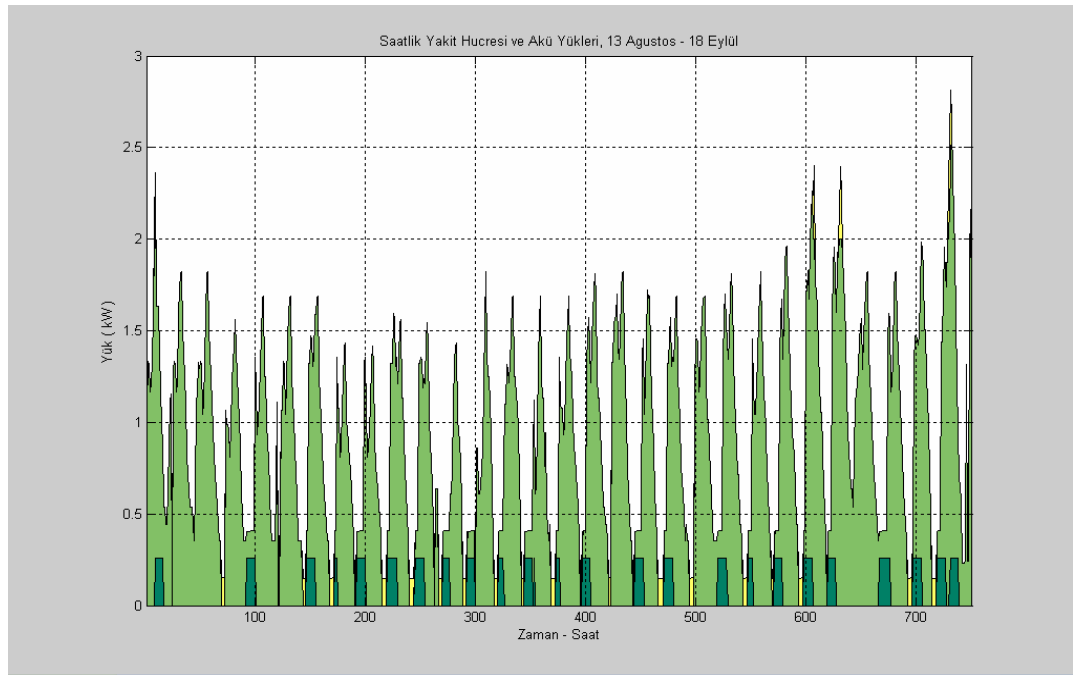
**Çizelge 4. 13.** Akülü hibrid Y.H. sisteminin yıllık toplam elektriksel ve termal yükleri

Akü kapasitesi	$E_{AKÜ}$ kWh	$E_{CONV}$ kWh	$E_{YH}$ kWh	$Y_{YH}$ kWh	$Q_{YH}$ kWh
2073.9 W, % 50 Akü, % 50 Y.H.	123.9	182.7	16874.656	21278	13445.2
2284 W, % 50 Akü, % 50 Y.H.	130.7	185.2	16870.458	21271.4	13473.6
2655 W, % 50 Akü, % 50 Y.H.	144.3	209.2	16887.679	21294	13451
2073.9 W, % 25 Akü, % 75 Y.H.	67.2	114.5	16854.75 % 8 FC kap. aşıyor	21433	13436
2073.9 W PLR<% 5, Akü			8368.8	21373.7	6655

**Şekil 4. 37.** Akülü hibrid sistemin saatlik elektriksel ve termal yükleri (% 75 Y.H. % 25 akü yükü ile – Şubat ayı )



Şekil 4. 38. Akülü hibrid sistemin saatlik elektriksel yükleri ( % 25 akü yükü, Yıllık )



Şekil 4. 39. Akülü hibrid sistemin saatlik elektriksel yükleri ( % 50 akü yükü, Yaz )

#### 4. 2. 2. Isı Pompası'nın çalışması ve yük analizi

Seçilen ısı pompasının özellikleri **ek 1**'de ve **ek 1, çizelge 11**'de sunulmaktadır. Modelde;

Max. soğutma yükü  $3939 \text{ W} * 3.412 = 13443.68 \text{ Btu / h}$  dir.

Kuzey iklimleri için, EPRI ( Electric Power Research Institute, Stanford, USA ) ısı pompasının kapasitesinin soğutma yükünün 1.35 kat fazla alınmasını tavsiye etmektedir. Bu durumda,  $5317.65 \text{ W}$  ya da  $18148.9 \text{ Btu / h}$  lık ünite seçilir. Ürün katalogundan en yakın kapasitede;

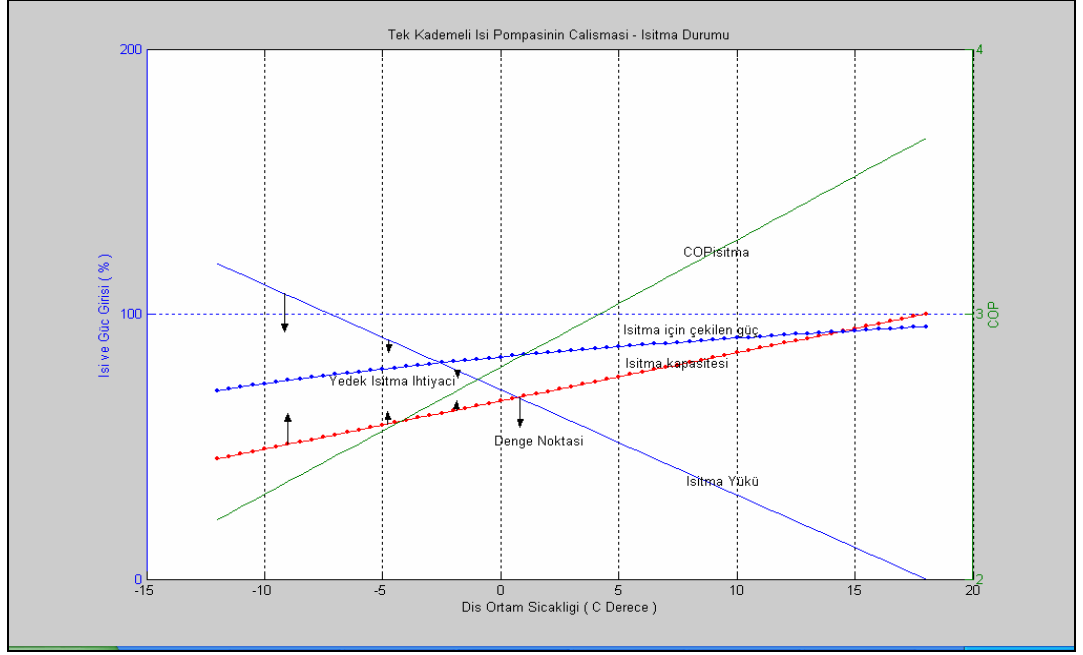
$59 \text{ kW}$  ya da  $20000 \text{ Btu / h}$  soğutma kapasiteli bir model seçildi.

$24 \text{ }^\circ\text{C}$  Kuru,  $17.2 \text{ }^\circ\text{C}$  yaş termometre sıcaklığındaki iç ortam şartlarında;

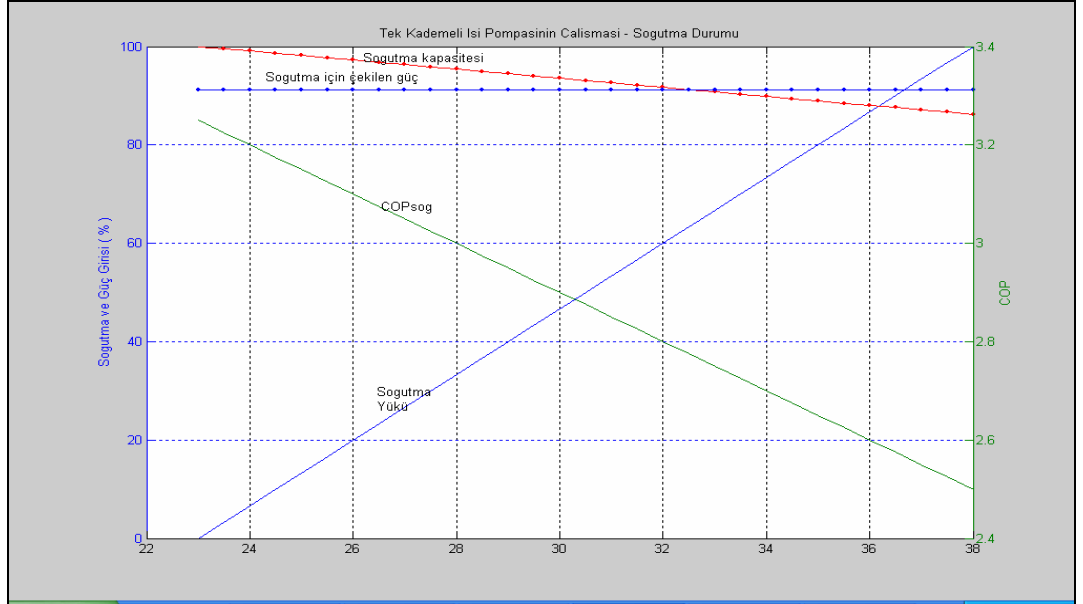
DIO ( Duyulur Isı Oranı ) = % 82 olduğundan,  $5.9 \text{ kW} * 0.82 = 4.838 \text{ kW}$  duyulur soğutma yapılabilir. ( DIO Bölüm 3. 1. 4' te açıklanmıştır. )

Bu kapasite ihtiyacımızı fazlasıyla karşılar. **Şekil 4. 40** ve **4. 41'** de ısı pompasının ısıtma ve soğutma için çalışması görülmektedir. **Şekil 4. 41'** deki ısıtma kapasitesi ve ısıtma yükünün grafiklerinin kesiştiği nokta denge noktası olarak bilinir ve bu noktadaki sıcaklığın altında kalan sıcaklıklarda yedek ısıtma yapılarak eksik kalan ısıtmanın tamamlanması gerekmektedir. Bu şekle göre,  $+ 1 \text{ }^\circ\text{C}$ ' nin altındaki dış sıcaklıklarda yedek elektrikli ısıtıcı devreye girmelidir. **Şekil 4. 42'** de yedek elektrikli ısıtıcının çalıştığı dış sıcaklıklar görülmektedir. Sıcaklıkların  $0 - 2 \text{ }^\circ\text{C}$  arasında yoğunlaştığı görülmektedir.

Farklı SEER değerleri ( Bak bölüm 3. 1. 4.) ve PEMFC için 350 lt depoyla kullanılan enerjiler aşağıdaki **çizelge 4. 14.** de görülmektedir. SEER 10' dan 14' e yükseltince ev ısıtmasında (  $E_{EI} = E_{IP} + E_{YED} + E_{DEF}$  ) % 8.27 elektrik tasarrufu olmaktadır. Isınmadaki bu küçük artışın temel iki nedeni vardır. Birincisi; ısı pompasının yıllık verimi SEER soğutma gücüne göre belirlenmektedir ve ısıtma tesir katsayısındaki ( ITK ) artış soğutma tesir katsayısından ( STK ) küçüktür.

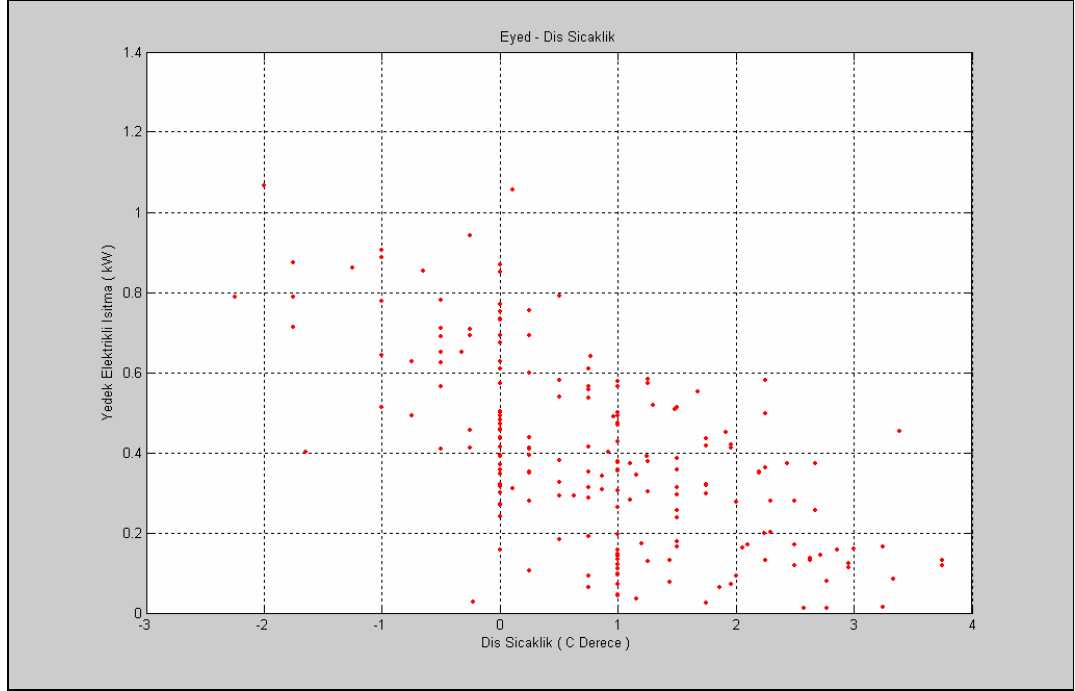


Şekil 4. 40. Isı Pompası'nın Çalışması ( Isıtma Durumu )



Şekil 4. 41. Isı Pompası'nın Çalışması ( Soğutma Durumu )





**Şekil 4. 42** Yedek Elektrikli Isıtıcının Çalıştığı Dış Sıcaklıklar

İkinci neden; TES' in ev ısıtması elektriksel olarak ısı pompasıyla ve termal olarak Y. H. sisteminden gelen termal enerjiyle sağlanmaktadır ve her kWh elektrik üretimi için TES ayrıca önemli miktarda termal enerji çıkarmaktadır.

TES' in Gerçek ısıtma tesir katsayısı ısıtma pompasının ITK' sı ve Y.H. sisteminin  $r_{TE}$ ' sinin toplamıdır. Yıllık enerji veriminin değişmesi Y.H. sisteminin  $r_{TE}$ ' sini değil sadece ITK' yı etkiler. Bu nedenle ısı pompasının artan SEER değerinin TES' in ev ısıtması için kullandığı elektrik miktarına etkisi bağlı olarak küçüktür. SEER' in 10' dan 14' e yükseltilmesi yıllık yakıt kullanımında % 3.92' lik bir tasarruf sağlamaktadır. Elektriksel ısıtma verimi bütün ısı pompaları için aynıdır ve bu nedenle talep edilen güç SEER'e bağlı değildir. Dış ortam sıcaklığının yükselmesi ısı pompasının performansını artırırken gerekli Y. H. kapasitesini azaltmaktadır.

Isı pompası kullanmanın avantajları: Isı pompası kullanılmayan TES' ile çalışırken dış havadan termal enerji kazanılamaz.

Bu eksikliği doldurmak üzere yedek elektrikli ısıtıcılar kullanmak gerekir ki bu Y.H.' ne ek bir yük bindirilmesi ve kapasitesinin artırılması anlamına gelir. Böylece maliyetler yükselecektir. Ayrıca özellikle çok az elektrik daha fazla ısı ihtiyacı olan zamanlarda ( örneğin kış sabahlarında ) ısı pompası Y.H.' ni termal yük için zorlamayan bir ünite olarak bu görevi yerine getirmektedir.

**Çizelge 4. 14.** Farklı verimlilikteki (SEER) TES'in Enerji Kullanımı

SEER	10		12		14	
	350 LT	450 LT	350 LT	450 LT	350LT	450 LT
Elektrikli cihazlar, aydınlatma ve fanlar ( $E_{LA} + E_F$ ), kWh	3532.7	3532.7	3532.7	3532.7	3532.7	3532.7
Soğutma ( $E_{KL}$ ), kWh	1167.5	1167.5	1167.5	1167.5	1167.5	1167.5
Elektrikli ev ısıtması ( $E_{EI} = E_{IP} + E_{YED} + E_{DEF}$ ), kWh	3778.3	3778.3	3622	3484.2	3465.5	3641.6
Elektrikli su ısıtma ( $E_{DO}$ ) kWh	48	51.9	52.2	60.9	56.7	56.2
<b>Toplam elektrik (<math>E_{YH}</math>) kWh</b>	8526.5	8550.9	8374.5	8245.3	8222.5	8398
Termal ev ısıtma ( $Q_{TI}$ ) kW	2313.7	2256.5	2177.4	1985.2	2043.1	2119.7
Termal su ısıtma ( $Q_{DO}$ ) kW	2684.6	2680.7	2680.3	2671.7	2675.8	2676.4
Atılan ısı ( $Q_C$ ) kW	841	773.4	841	773.3	841	773.4
Depodan çevreye kaybolan ısı ( $Q_K$ ) kW	964.9	1115.6	962.1	1109.4	959.2	1112.6
<b>Toplam ısı (<math>Q_{YH}</math>) kW</b>	6803.4	6826.2	6660	6539.6	6518.4	6682.1
<b>Yakıt enerjisi (<math>Y_{YH}</math>) kW</b>	21818	21884.8	21389.3	21026	20963.6	21453.8
<b>TES Cogeneration verimi (<math>Q_{YH} + E_{YH}/Y_{YH}</math>), %</b>	70.26	70.266	70.29	70.31	70.31	70.29
<b>Yakıttan faydalanma (<math>Q_{YH} + E_{YH} - (Q_C + Q_K) / Y_{YH}</math>), %</b>	61.98	61.63	61.86	61.36	61.73	61.50
<b>Termal verim (<math>Q_{YH}/Y_{YH}</math>), Elektriksel verim (<math>E_{YH}/Y_{YH}</math>), %</b>	31.18 31.08	31.19 39.07	31.13 39.15	31.10 39.21	31.09 39.22	31.14 39.14

### **Literatürdeki Benzer Çalışmalar ile Karşılaştırma:**

Güneş' in çalışmasında ele alınan USA' daki 195 m<sup>2</sup> lik bir evin ( Atlanta ve Chicago U.S.A.' da ) ortalama elektrik yükü 0.5 - 4 kW, yazın elektrik yükü 1.4 - 1.1 kW arasında, günlük sıcak su talebi 231.8 litre, 15 dak.süreyle çekilen pik elektrik yükü 6.4 kW, pik ısıtma gününde ısıtma yükü 7 – 10.5 kW arasında, domestik su ısıtma yükü ortalama 1 kW civarında, pik soğutma gününde soğutma yükü 0.2 – 2.5 kW arasında, domestik su ısıtma yükü 0.5 – 0.7 kW arasında değişmektedir.

Seçilen optimal termal depo kapasitesi 300 lt, ısı pompası ısıtma kapasitesi Atlanta'da 6.565 kW Chicago'da 8.558 kW, soğutma kapasitesi Atlanta'da 2 ton ( 7.03 kW ) Chicago'da 2.5 ton ( 8.79 kW ) 'dur.

TES analizinden alınan sonuçlar aşağıda **Çizelge 4. 15.** ve **4. 16.**' dadır. Evin yapısal özellikleri ve yıllık enerji talepleri **Ek 5. çizelge 14. ve 15'** tedir.

**Çizelge 4. 15.** Tipik Amerikan evi için Y.H. Kapasiteleri ( kW )

	SEER 10	SEER 12	SEER 14
<b>Atlanta</b>	4.1	3.9	3.6
<b>Chicago</b>	6.2	6.2	6.2

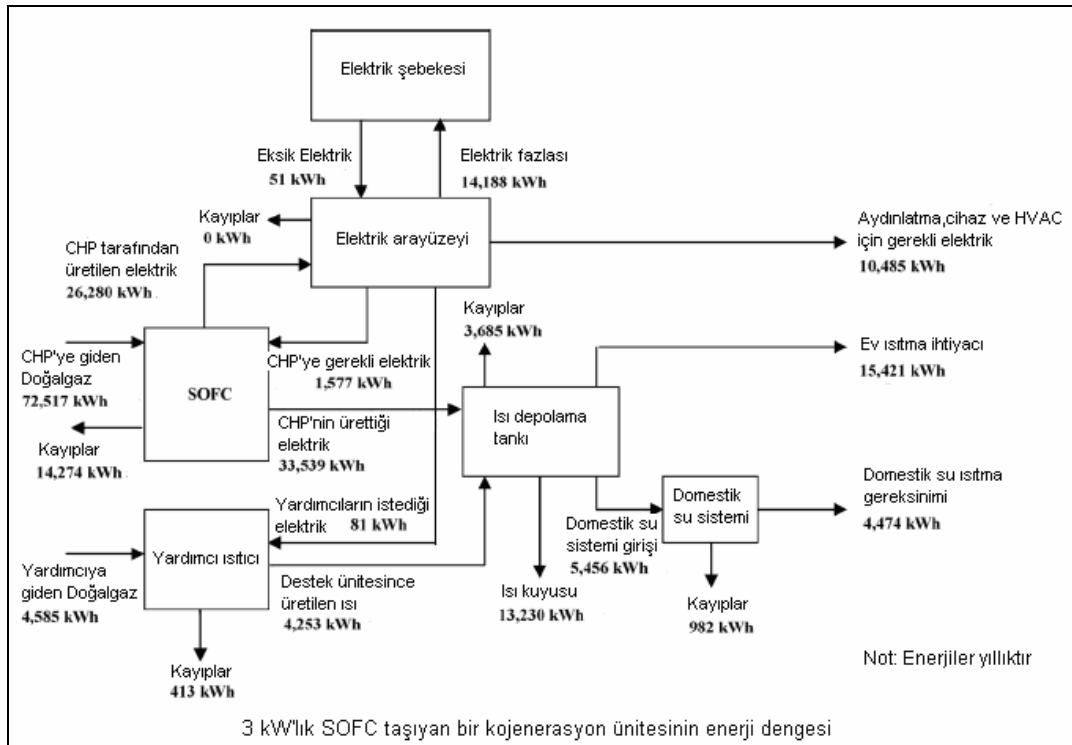
**Kaynak :** Güneş 2001

**Çizelge 4. 16.** Farklı SEER Değerleri için TES' le bir Amerikan evinin enerji kullanımı

	Atlanta			Chicago		
	SEER 10	SEER 12	SEER 14	SEER 10	SEER 12	SEER 14
Aydınlatma + elk.li cihazlar + fan ( kWh e ) $E_{LA} + E_F$	5015	5015	5015	5153	5153	5153
Soğutma ( kWh e )	2858	2536	2250	1734	1539	1367
Elektrikli ev ısıtma $E_{EI}$ ( kWh e )	2892	2819	2630	7465	7319	6961
Elektrikli su ısıtma $E_{DO}$ ( kWh e )	77	81.5	88	107	115.9	131.3
<b>Toplam Elk. <math>E_{YH}</math> ( kWh e )</b>	<b>10840</b>	<b>10450</b>	<b>9984</b>	<b>14460</b>	<b>14130</b>	<b>13610</b>
Termal Ev Isıtma $Q_{TI}$ ( kW )	1250	1219	1117	4017	3915	3643
Termal Su Isıtma $Q_{DO}$ ( kW )	4060	4056	4049	4803	4794	4779
Çevreye Atılan Isı $Q_{Ç}$ ( kW )	1784	1535	1344	718	592.3	475.9
Depodan Kaybolan Isı $Q_K$ ( kW )	855.3	851.5	845.6	837.5	832.5	824.7
<b>Toplam Isı <math>Q_{YH}</math> ( kW )</b>	<b>7945</b>	<b>7656</b>	<b>7351</b>	<b>10390</b>	<b>10130</b>	<b>9722</b>
<b>Yakıt Enerjisi <math>Y_{YH}</math> ( MJ )</b>	<b>101060</b>	<b>97220</b>	<b>93100</b>	<b>133340</b>	<b>130240</b>	<b>125170</b>
TES Kojenerasyon Verimi ( % )	66.9	67	67	67.1	67.1	67.1
Yakıt Kullanım Verimi ( % )	57.5	58.2	58.6	62.9	63.1	63.4

**Kaynak:** Güneş 2001

**Alan ve ark.** çalışmasında SOFC' li bir mikro kojenerasyon sistemi tek ailelik bir ev için çalıştırılmaktadır. Sistemin elemanları, Y.H. gurubu dışında hava ile ilgili işlem yapan bir ünite, bir yakıt hazırlayıcı ve  $75^{\circ} - 95^{\circ} C$  arasında çalışan, ısıtma sistemini ve domestik su sistemini beslemek ve aşırı ısıyı kontrol etmek için kullanılan 1000 lt' lik bir ısı deposudur. Fazla ısı depo kapasitesini aşarsa ısı tahliyesi yapan bir valf kullanılır. Sistemi takviye etmek için yardımcı ısı kaynağı olarak kullanılan bir gazlı ısıtıcı, fazla gelen elektriği şebekeye satmak için de bir ara yüzey cihazı eklenmiştir. Bina 2 katlı, ısıtma alanı  $250 m^2$  ve 4 yatak odalıdır. Isıtılan hacim  $665 m^3$  dür. 1. Kat  $21^{\circ}C$ ' ye 2. kat  $19^{\circ}C$ ' ye ısıtılmaktadır. Zamanın % 50' sinde 2 büyük, 2 çocuk evde ve duyulur ısı kazançları saatte 2.4 kWh' dir. Elektrik kullanımı günde 24 kWh ( Aydınlatma, cihaz ) ve günlük sıcak su talebi 225 lt olup havalandırma sürekli devrededir ( 70 lt / sn ). Kanada evi için 3 kW SOFC' li mikro ölçekli CHP ( Bileşik ısı güç sistemi ) enerji dengesi aşağıda **şekil 4. 43.** tedir.



**Şekil 4. 43.** Kanada'daki bir ev için 3 kW' lık SOFC ile bir CHP ünitesinde enerji akışı.  
**Kaynak :** Alan ve ark. 2006

Görüldüğü üzere CHP ile toplam yıllık yakıt enerjisi kullanımı 72517 kWh, elektrik talebi ise toplam yıllık 10485 kWh' dir. Sistem şebekeye bağlı ve kullanılan SOFC kapasitesi 3 kW' dır. Evin enerji gereksinimleri ve farklı SOFC kapasitelerinde enerji kullanımı **ek 4. çizelge 19. ve 20.** dedir.

**Wallmark ve Alvfors,** İsveçteki ısıtma talebi 150 kW' dan az, elektrik talebi 4 – 20 kW arasında değişen, 25 daireli bir binada 15 kW' lık PEFC' li bir kojenerasyon ünitesinin çalışmasını test etmişler ve aşağıdaki grafiklerde gösterilen sonuçları almışlardır. Y.H. Sisteminin termal çıktısı yük seviyesi ve soğutucunun geri dönüş sıcaklığına bağlı olarak 3.5 – 32 kW arasında değiştiği belirtilmiştir. Sistem enerji deposu ( 12.5 m<sup>3</sup> ) ve şebekeye bağlanarak elektrik / ısı oranının esnekliği artırılıp ( bu oran soğuk İskandinav ülkelerinde diğer ülkelerden farklıdır ) doğrudan güç talebini karşılayarak hızlı çalışması sağlanmış, ayrıca yedek bir brülör ( 65 kW ) ile ek ısıtma gereksinimleri karşılanmıştır. Elemanların büyüklüklerinin optimal olması için 1 yıllık ısıtma talep süresi eğrisi ve Y.H. sisteminin yıllık yük seviyelerinin çakışmasına dikkat edilmiş ve her 2 eğrinin de maksimum ısıtma sürelerinin 4500 saate yakın olduğu tespit edilmiştir ( **ek 4. şekil 7. ve 8.** ). Seçilen donanım binanın ısıtma talebinin hepsini ve elektrik talebinin % 96' sını karşılamış ayrıca üretilen elektriğin % 38' i şebekeye satılmış ve ek brülör de ısıtma talebinin % 40' ını karşılamıştır. Döşemeden ısıtma yapılmış ve sistem dış sıcaklığa ve depodaki sıcaklıklara bağlı olarak kontrol edilmiş. Binanın 1 yıllık ısıtma talep süresi ve Y.H. sisteminin her yük seviyesinde çalışma süreleri **ek 4. şekil 6.** daki gibidir.

**Porterio ve ark.** ( Porterio ve ark., 2004 ) şebekeden bağımsız Thermo – Electric Autonomous Group ( TEAG ) denilen farklı bir TES modelini önermektedirler. Sistem elektro manyetik kaplinle bir ısı pompası ve elektrik jeneratörünü çalıştıran gaz yakıtlı içten yanmalı bir motor, bunu destekleyen egzost gazlarından ve motor soğutma sisteminden ısı geri kazanan ve bu ısıyı depolayan bir tanktan ibarettir. Ayrı bir eşanjörle ısı pompası kompresörünün atık ısı da geri kazanılmaktadır. Bir akü bataryası küçük elektrik taleplerini karşılaması için sisteme eklenmiştir. Tesisat prensip şeması **şekil 4. 44.** ' tedir.

Çalışma 4 kategoriye ayrılmaktadır.

- Hazır bekleme : Enerji sadece aküden verilmektedir.
- Elektrik jeneratörlü çalışma ( EG ) : Sadece jeneratör devrede, termal çıktı yok ( depodaki termal enerji kullanımı hariç ).
- Kojenerasyon çalışması ( CG ): Jeneratör ve ısı geri kazanım sistemi beraber.
- Isı pompası yaz konumu ( HPS ) : Jeneratör veya kojenerasyon çalışması ile klima görevi yapan ısı pompası birlikte.
- Isı pompası kış konumu ( HPW ) : Sistemden alınan termal çıktılar, ısı geri kazanım sistemi ve ısı pompasıyla birlikte elde ediliyor.

Isı Pompası kış çalışması : Depo sıcaklığının düşmesiyle ya da kontrol sisteminin ısı pompası olmadan termal yüklerin karşılanamayacağını tahmin ettiği zaman kojenerasyon sistemindeki termal çıktı termal yükü karşılamakta yetersiz kalırsa bu tarz çalışma zorunludur. Sadece motoru çalıştırmanın dışında önemli bir elektrik yükü ( 2 kW ) olmadığı, ama termal yüke talep olduğu her an HPW çalışması başlayabilir ( özellikle kış sabahları ). Isı pompası termal kapasiteyi;

- Kendi sisteminden gelen termal çıktıyla,
- Kompresörü için çalışan motordan kazanılan atık ısı geri kazanımıyla artırır.

Prototip kuzeybatı İspanya' da ( Bask bölgesi ) ısıtma alanı 150 m<sup>2</sup> olan, saatlik talepleri aşağıdaki **çizelge 4. 17.** de, yıllık talepleri **çizelge 4. 18.** de, seçilen ekipmanı **çizelge 4. 19.** da , sadece 2 kW' lık elektrik çıkışı için HPW çalışması **şekil 4. 44.** de gösterilmiş olan bir evde 1 yıl boyunca test edilmiştir.

**Çizelge 4. 17.** İspanya' daki ( kuzeybatı ) bir evin saatlik enerji talep limitleri

Tek aileli bir evin max.saatlik enerji talepleri	
	kW
Elektrik	3-4
Isıtma	25-35
Sıcak su	20-30
Klima	10-15

**Kaynak :** Porteiro ve ark. 2004

**Çizelge 4. 18.** Yıllık talepler

Talepler ( kWh / ay )			
	Elektrik	Isıtma	İklimlendirme
ocak	791	3636	0
şubat	615	2811	0
mart	572	2623	0
nisan	536	2108	0
mayıs	535	1667	0
haziran	491	1247	95
temmuz	479	959	355
ağustos	525	1008	262
eylül	554	1247	105
ekim	607	1289	0
kasım	621	2390	0
aralık	642	3364	0
	<b>6966</b>	<b>24349</b>	<b>817</b>

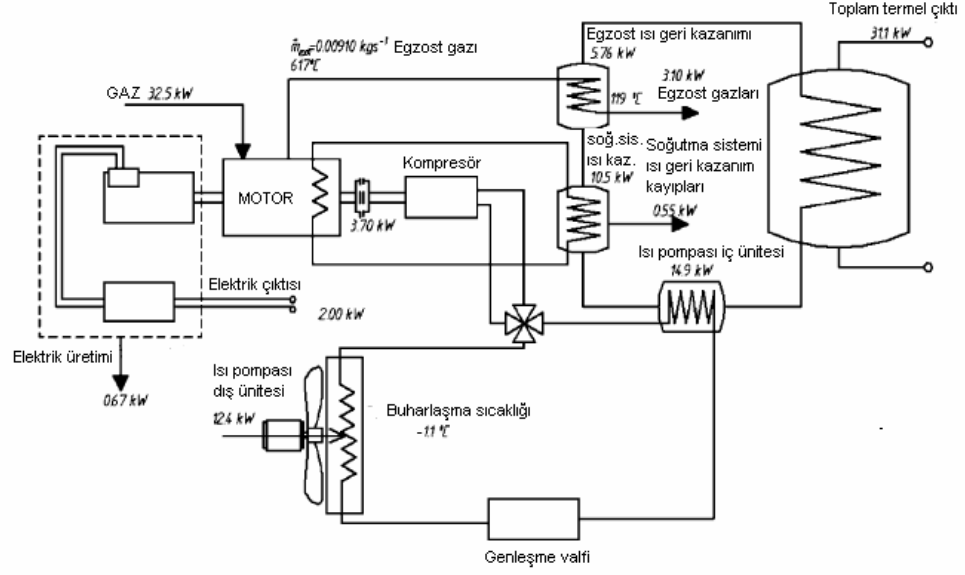
**Kaynak :** Porteiro ve ark. 2004

**Çizelge 4. 19.** İspanya' daki ( kuzeybatı ) CHP için seçilen ekipman

Seçilen ekipmanlar	
Alt sistem	
Motor	Gaz yakıtlı, V 2 su soğutmalı 359 cm <sup>3</sup> hacimli, 9.6 kW güçte 3600 d/d Honda
Isı pompasının kompresörü	R - 134 A Soğutucu akışkanlı, 5 eksenli pistonlu, 161cm <sup>3</sup> hacimli, 7 kW güçte, 4000 d/d, Sankyo
Elektrik jeneratörü	C.A.V. 200 A, 4800 VA Femsatronic RF 4 24 X-3

**Kaynak :** Porteiro ve ark. 2004





**Şekil 4. 44.** TEAG Tesisat prensip şeması ve ısı pompası kış çalışması termal dengesi

**Kaynak :** Porteiro ve ark. 2004

### 4. 2. 3. Maliyet Analizleri

Maliyet Analizleri için donanım listesi ve fiyatları **çizelge 4. 20.** dedir.

$$LCC = FC + \sum_{i=1}^I (AEU * EP_i) / (1+r)^i + \sum_{i=1}^I MC / (1+r)^i \quad (136)$$

LCC = 2005 Yılında Euro olarak Maliyet

FC = İlk yatırım maliyeti

$EP_i$  = i' nci yılda Euro / kWh cinsinden enerji fiyatı

( Gaz B. F.= 0.0204 €, Elekt.B. F.= 0.0751 €, 1 Euro = 1.700 TL. )

MC = Sabit yıllık bakım ve işletme maliyeti

AEU = Yıllık Enerji Kullanımı ( kWh )

r = Kapitalin % 10 kabul edilen dönüş hızı

I = 20 Yıl kabul edilen donanım ömrü.

**Yakıt hücreli Sistem:** 4 kW PEMFC ve 325 lt' lik depo ile,

Isı pompası = 2955 €, TES = 992 €, Y.H. = 1250 € / kW <sup>(1)</sup>, Depo ( 325lt ) = 496 €

Gaz tüketimi ( yıllık ) = 21377 kWh,

4 kW' lık Y.H. 5 yılda 1 kez 20 yılda toplam 4 kez değişecek ( 4 \* 5000 = 20000 € )

Isı pompası bakımı ( yıllık ) = 80 €, Y.H.bakımı ( yıllık ) = 209.16 €

$$LCC = ( 2955 + 992 + 496 + 20000 ) + \sum_{i=1}^{20} ( 21377 \times 0.0204 ) / ( 1 + 0.10 )^i +$$

$$\sum_{i=1}^{20} ( 80 + 88 + 209.16 ) / ( 1 + 0.10 )^i$$

$$LCC_{yh} = 30768 \text{ €}$$

$$\text{İlk Yatırım} = 24443 \text{ €}$$

İlk Yatırım 24443 € + İşletme maliyeti 6325 € = Toplam 30768 € olur.

**SOFC Maliyetleri** ( 325 lt depo ile ): Y.H. Gurup ömrü 5 yıl, ( depo fiyatları **Ek 4.**'te ).

SOFC Bakım maliyeti 0.0069 € / kWh ( **Alanne ve ark.2005** ), SOFC satın alma maliyeti 5kw SOFC için 5500 Euro ( Hawkes ve ark.2005 ).

---

(1) Maliyet analizlerinde gaz, elektrik birim fiyat değişimlerine göre yapılan analiz hariç Y.H.birim fiyatları değişmez kabul edildi.

**Çizelge 4. 20.** Donanım listesi ve fiyatları

<b>ISI POMPASI</b>	
Soğutma Kapasitesi	20000 Btu / sa
Dış Ünite	1008 €
İç Ünite	700 €
Bakır boru işçiliği [ 20 mm ]	200 €
Kanal işçiliği [ 30x20 çıkış 40 m ]	987 €
Elektrikli ısıtıcı [ 2 - 5 kW ]	60 €
10 yıllık Bakım maliyeti ( yıllık % 4 x satış fiyatı )	800 €
<b>Elektrikli klima ile Soğutma / Gazlı Isıtma Sistemi</b>	
Klima [ 18000 Btu/ sa soğutma ]	880 € ( split+ klimalı )
Kombi [ 20000 kcal/ sa ]	924 €
Klima montajı + 10 yıllık bakım	295 €
Kalorifer tesisatı [ 5 grup ] + Gaz tesisatı işçiliği	415 €
Kombi bakım ücreti yıllık	70 €
Elektrikli termosifon ( 500 L )	501 €( 225 L için 250€ )
<b>TES Sistemi</b>	
Boyer ( 325 L )	496 €
Yedek elektrikli ısıtıcı ( 1 kw )	40 €
Isıtıcı serpantini ( 2 kw )	117 €
<b>Yakıt hücresi sistemi</b> Yüksek -	1250 € / kW
<b>Satınalma bedeli</b> Orta -	833 € / kW
Düşük -	416 € / kW
Yakıt hücresi bakım (40 000 saatte y.h. Grup yenilemesi dahil bakımı )	0,0083 € / kWhE ( * 8400 kWhE = 209.16 € )
Frekans kontrollü pompa ( 440 kg/ h )	179 €
Yakıt hücresi depo eşanjörü [ 8 plakalı ]	360 €
Hava soğutmalı eşanjör	117 €
Dolaşım pompası	179 €
<b>Elektrik sistemi</b>	
Elektrikli termosifon	501 € + Isı pompası 1708 €

Buna göre;

325 lt depolu 4 kW' lık SOFC – CHP sistem'in toplam maliyeti:

$$2955 + 992 + 496 + 4700 + \sum_{i=1}^{20} ( 0.0204 * 16544.2 ) / (1+0.10)^i + \sum_{i=1}^{20} ( 80 + 88 + 0.0069 * 8488.4 ) / (1+0.10)^i + 2333.6 = 22057 \text{ €}$$

5 kW – 325 Lt depolu SOFC – mikro CHP'nin Toplam maliyeti:

$$2955 + 992 + 496 + 5500\text{€} + \sum_{i=1}^{20} ( 0.0204 * 17109.6 ) / (1 + 0.10)^i + \sum_{i=1}^{20} ( 80 + 88 + 0.069 * 8747.5 ) / (1 + 0.10)^i = 25373 \text{ €}$$

**Elektrikli Sistem :**

Termosifon = 250 €, Isı pompası = 2955 €

$$LCC_{\text{elk}} = (250 + 2955) + \sum_{i=1}^{20} (13231 \times 0,0751) / (1 + 0,10)^i + \sum_{i=1}^{20} (80) / (1 + 0,10)^i$$

$LCC_{\text{elk}}$  – Toplam maliyet = 13998 €, İlk Yatırım = 3205 €, İşletme maliyeti = 10793 €

**[ Elektrik ( klima )+ Gaz ( kombi ) ] ile çalışan sistem:**

Klima ( 880 € )+ Kombi ( 1339 € ) + Kanal işçiliği ( 987 € ),

Gaz tüketimi = 12989 kWh, Elektrik tüketimi = 3804,8 kWh

Gaz birim fiyatı = 0.0204 €, Elektrik birim fiyatı = 0.0751 €

Klima bakımı ( yıllık ) = 29.5 €, Kombi bakımı ( yıllık ) = 70 €

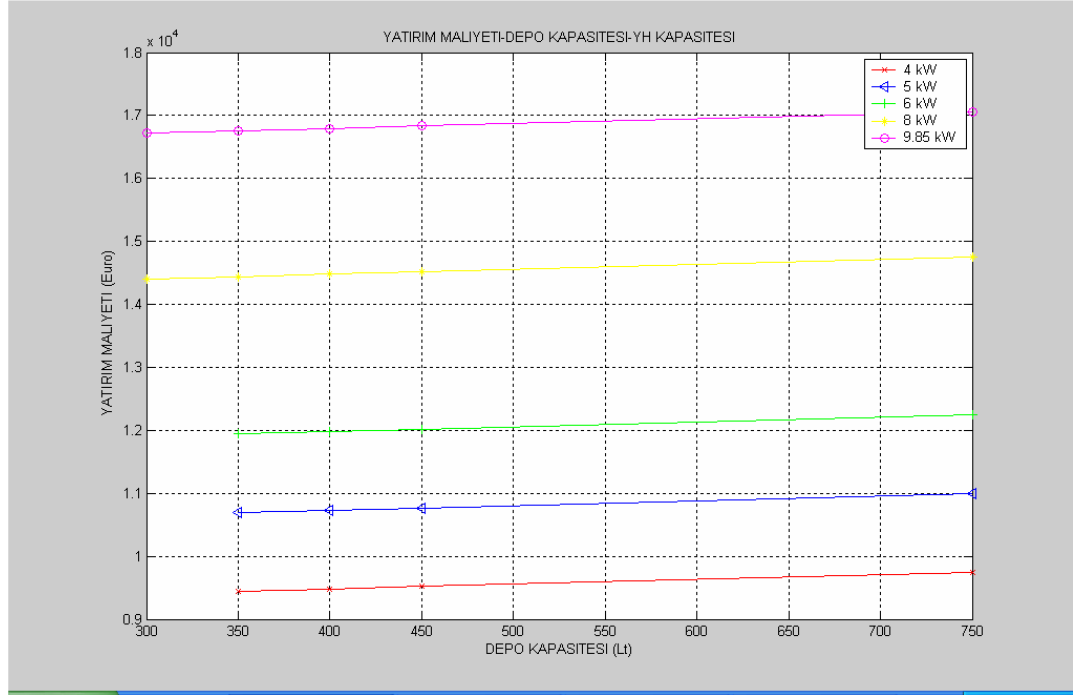
$$LCC_{\text{eg}} = (880 + 1339 + 987) + \sum_{i=1}^{20} (12989 \times 0,0204 + 3804,8 \times 0,0751) / (1 + 0,10)^i + \sum_{i=1}^{20} (29,5 + 70) / (1 + 0,10)^i$$

$LCC_{\text{eg}}$  – Toplam maliyet = 10898 €, İlk Yatırım = 3206 €, İşletme maliyeti = 7692 €

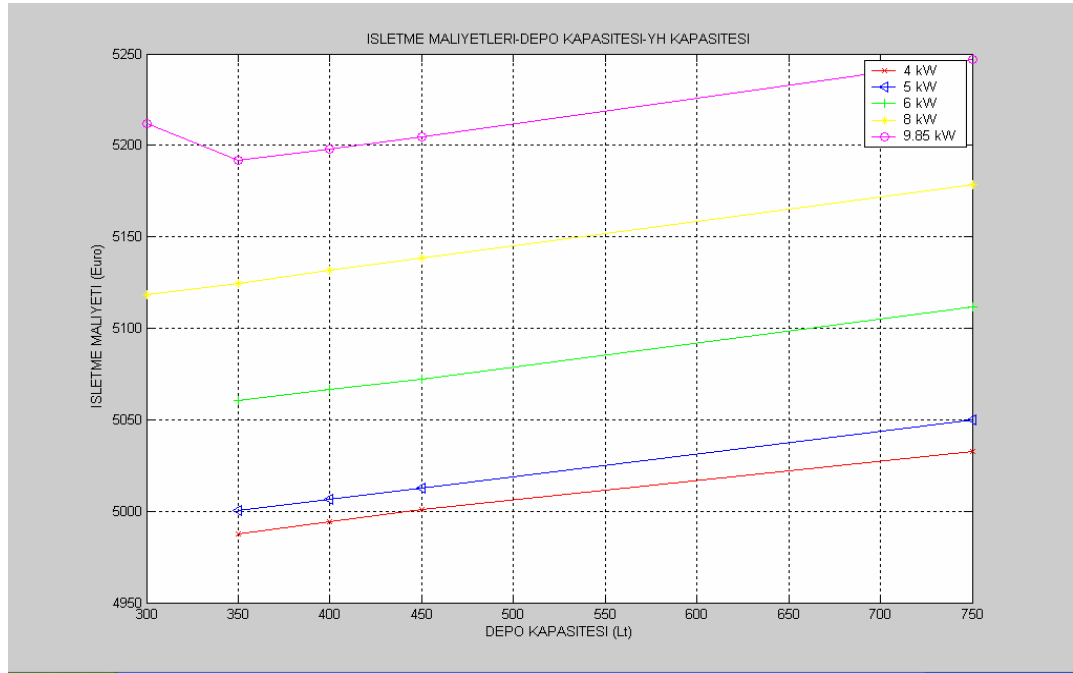
**Değişen depo ve Y.H. kapasitelerine göre maliyetler:**

Sistemin maliyeti, ilk yatırım açısından güce ve depo hacmine bağlı olarak artmaktadır ( **Şekil 4. 45.** ). Depo kapasitesiyle işletme maliyetlerinin artışı daha fazladır ( **Şekil 4. 46.** ). Toplam maliyetlerde buna bağlı olarak depo hacmi ile daha az, Y.H. kapasitesi ile daha fazla artmaktadır ( **Şekil 4. 47.** ). Yatırım maliyetlerine depo fiyatlarının yansımalarının daha az olması burada Y.H.'nin temel masraf kaynağı ve maliyet / kW oranının çok daha fazla etken olmasından, depo maliyetlerinin bu kalemlere göre çok küçük kalmasındandır. İşletme maliyetlerinde ise yakıt tüketimi açısından sistem zaten tasarrufludur.

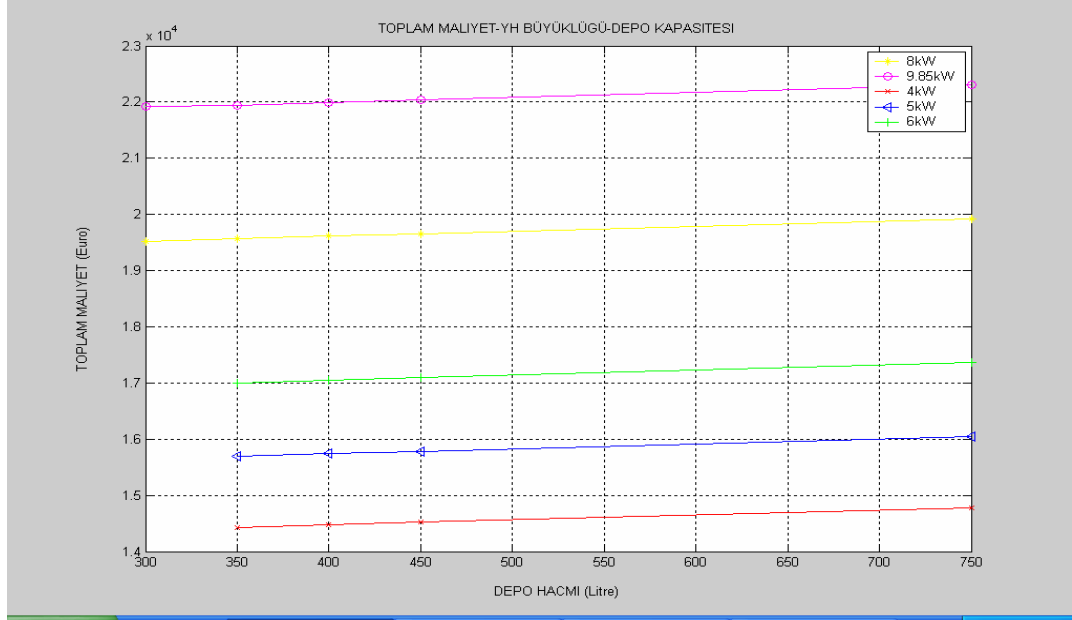
Bu anlamda depoyu çok büyütmenin işletme maliyetlerinde tasarrufa bir katkısı olmadığı söylenebilir.



Şekil 4. 45. Yakıt Hücresi ve Depo Kapasitesinin Yatırım Maliyetlerine Etkisi



Şekil 4. 46. Yakıt Hücresi ve Depo Kapasitesinin İşletme Maliyetlerine Etkisi

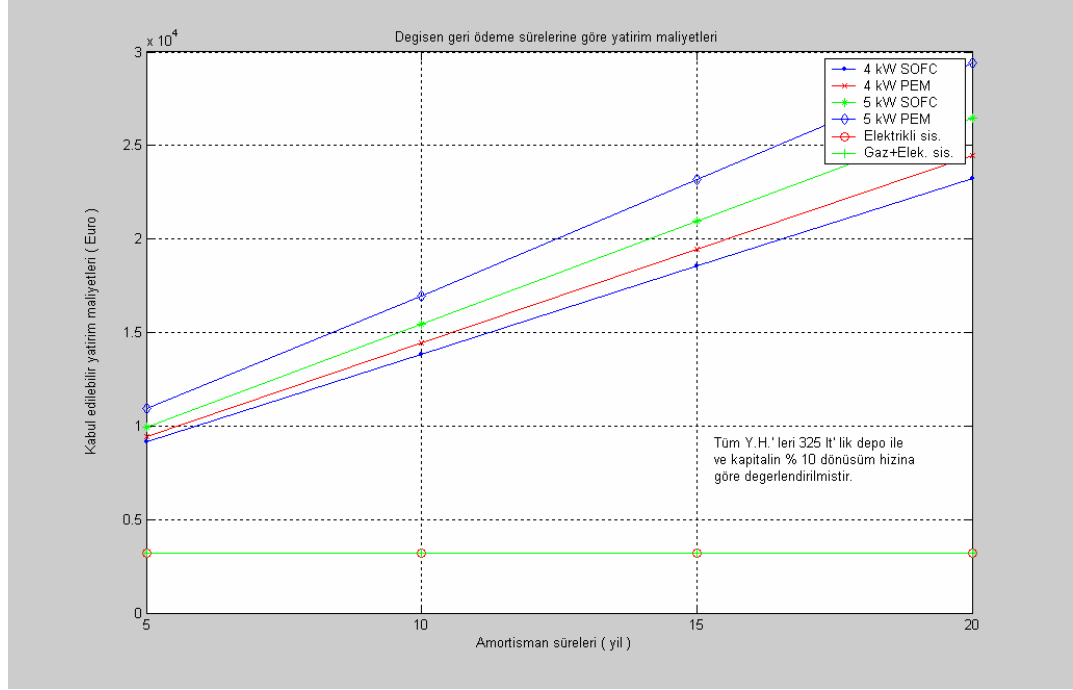


**Şekil 4. 47.** Yakıt Hücresi ve Depo Kapasitesinin Toplam Maliyetlere Etkisi

#### **Değişen Geri Ödeme Sürelerine göre maliyetler:**

Amortisman sürelerinin uzaması TES sisteminin rekabet şansını arttırmaktadır ve kabul edilebilecek maksimum toplam maliyetlerin arttığı görülmektedir ( **çizelge 4. 21** ). Bunun anlamı, amortisman süresi azaldıkça kapitalin kısa sürede hızla geri kazanılması gerektiğinden, kabul edilebilecek toplam maliyetlerin azalması ( **Şekil 4. 48.** ) ve TES sistemine yatırım yapılabilen limitlerin düşmesi demektir.

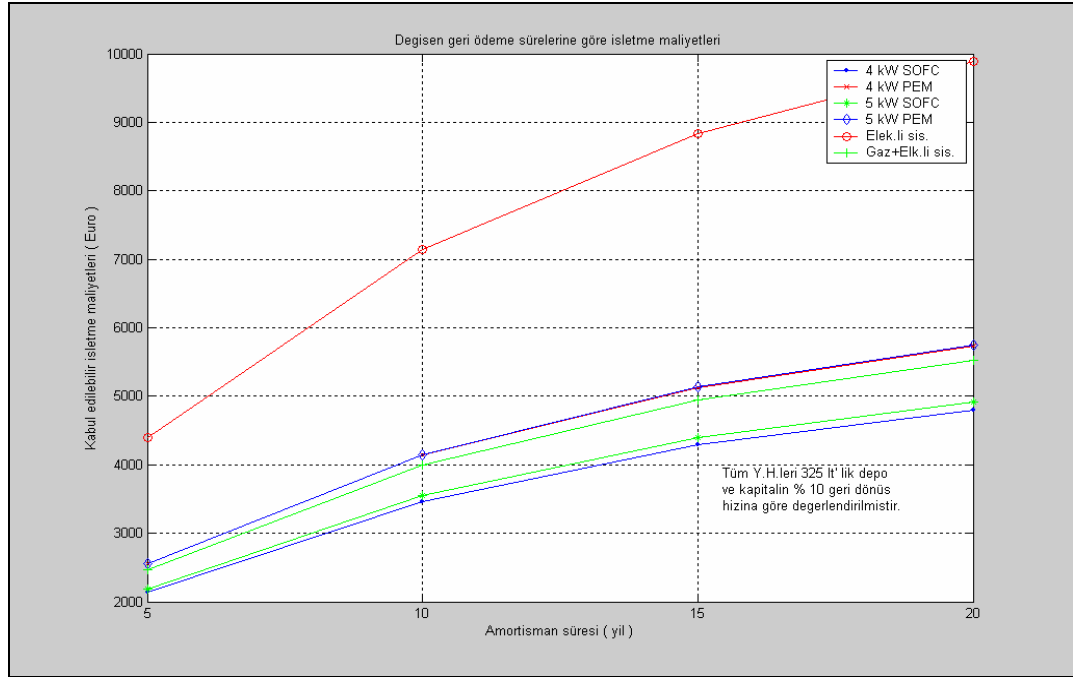
Kapasitelerine göre Y.H.' nin bugünkü fiyatlarla ilk yatırım maliyetleri şekil 4. 48.'de gösterilmiştir. İlk yatırım maliyetleri sabittir. Ancak geri ödeme süreleri uzadıkça ( 5 – 20 yıl arası ) işletme ve bakım maliyetlerinin artmasıyla birlikte toplam maliyetler de artmaktadır. Aynı şekillerde TES ile karşılaştırma amacıyla aynı süreler için klasik sistemlerin toplam maliyetleri de gösterilmiştir. En yüksek toplam maliyetin 5 kW PEMFC, en az maliyetin ise 4 kW SOFC için olduğu görülebilir. Bu durum SOFC gurubunun yüksek verimi nedeniyle işletme maliyetlerinin PEMFC gurubundan daha az olmasından kaynaklanmaktadır ( **Şekil 4. 49.** ).



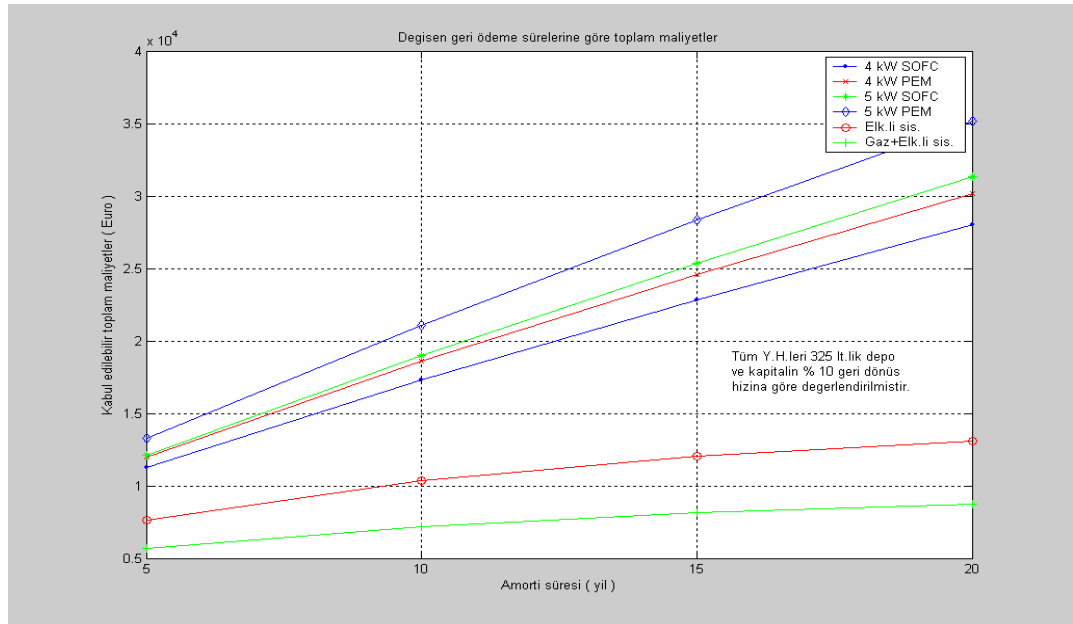
Şekil 4. 48. Amortisman sürelerine göre Yatırım Maliyetleri

Çizelge 4. 21. Değişen Geri Ödeme Sürelerine göre Maliyetler ( Euro )

SOFC	Geri öde süresi	5 Yıl	10 Yıl	15 Yıl	20 Yıl
4 kW	yatırım	9143	13843	18543	23243
	İşl. bakım	2138	3466	4290.4	4802.3
	<b>Toplam</b>	<b>11281</b>	<b>17309</b>	<b>22833</b>	<b>28045</b>
4 kW	yatırım	9443	14443	19443	24443
	İşl. bakım	2553	4138	5122.5	5733
	<b>Toplam</b>	<b>11996</b>	<b>18581</b>	<b>24565</b>	<b>30177</b>
5 kW	yatırım	9943	15443	20943	26443
	İşl. bakım	2189	3548	4391.4	4915.7
	<b>Toplam</b>	<b>12132</b>	<b>18991</b>	<b>25334</b>	<b>31358</b>
5 kW	yatırım	10693	16943	23193	29443
	İşl. bakım	2559	4148	5134.5	5747
	<b>Toplam</b>	<b>13252</b>	<b>21091</b>	<b>28327</b>	<b>35190</b>
Elektrik	yatırım	4404	7138	8835.6	9889
	İşl. bakım	3205	3205	3205	3205
	<b>Toplam</b>	<b>7609</b>	<b>10343</b>	<b>12041</b>	<b>13095</b>
Gaz + Elektrik	yatırım	2465	3995.3	4945.6	5519
	İşl. bakım	3206	3206	3206	3206
	<b>Toplam</b>	<b>5671</b>	<b>7201.3</b>	<b>8151.6</b>	<b>8725.3</b>



Şekil 4. 49. Amortisman sürelerine göre İşletme Maliyetleri



Şekil 4. 50. Amortisman sürelerine göre Toplam Maliyetler



### Elektrik ve Gaz Birim Fiyat Değişimlerine göre Maliyetler:

**Çizelge 4. 22.** Farklı yıllardaki elektrik ve gaz birim fiyatlarını ve değişme oranlarını göstermektedir. Ülkemizde, birim fiyat artış oranlarını bir kıstasa oturtmak öngörülemediğinden fiyat değişikliğine ve enerji tasarrufuna dayalı yıllık enerji maliyetlerinin analizi ( **Çizelge 4. 23.** ) % 25 indirim, % 45 zam aralığına göre yapılmıştır.

### Çizelge 4. 22. Elektrik ve Gaz Birim Fiyat Değişimleri

Yıllar	Elektrik Birim F. TL / kWh	Fiyat Artışı %	Gaz B.F TL / kWh	Gaz B.F Artışı %
1996- Ocak	4 .100	100		
1997 -Ocak	8.200	59		
1998 -Ocak	13.090	66		
1999 -Ocak	21.770	75		
2000 -Ocak	38.180	37.7		
2001 -Ocak	52.580	118		
2002 -Ocak	114.800	60		
2003 -Ocak	182.025	-2.7		
2004 -Ocak	177.500	-28	34.808.55	0
2005 -Ocak	127.800		31.344.13	- 10
2006 -Ocak	127.800		38.587.12	+ 23

**Kaynak :** [www.tedas.Gov.tr/Tarifeler](http://www.tedas.Gov.tr/Tarifeler) ,2006  
[www.EPDK.Gov.tr/Tarifeler](http://www.EPDK.Gov.tr/Tarifeler) ,2006

Bu analizler, TES sisteminin tamamen elektrikle çalışan klasik sistemlerle karşılaştırıldığında, enerji tasarruflarının daha iyi olduğunu göstermektedir. Gaz birim fiyatlarının sabit kalması, elektrik birim fiyatlarının % 45 artması halinde elektrikli sisteme göre yıllık enerji tasarrufu 4 kW SOFC ile % 76 dır ( çizelge 4. 23 ). Bu sistemle karşılaştırıldığında, gaz birim fiyatları % 45 artarsa, minimum tasarruf 5 kW‘ lık PEMFC ile % 5.42 dir. Tasarrufların, aynı güçteki Y.H. için aynı koşullarda SOFC‘ de PEMFC‘ den yaklaşık % 30 daha fazla olduğu 4 kW SOFC ile 4 kW PEMFC karşılaştırıldığında açık bir şekilde görülebilmektedir. Bu, SOFC toplam veriminin yüksek olmasındandır.

**Çizelge 4. 23.** TES'in klasik sistemlerle enerji tüketimleri ve değişen birim fiyatlara göre karşılaştırılması ( Maliyetler Euro' dur.)

		Toplam Enerji Girişi		Gaz Bir.Fiyat Değişimi ile yıllık en. kull.maliyetleri			Elektrik Bir.Fiyat Değişimi ile yıllık en. kull.maliyetleri		
		Gaz (kWh)	Elektrik (kWh)	- % 25	0	+ % 45	- % 25	0	+ % 45
Tamamen elk.'li sistem		-	13231	993.648	993.648	993.648	745.236	993.648	1440.789
( Gaz +Elk )'li sist.		12989	3804.8	484.47	550.71	669.955	479.28	550.71	679.30
TES - 325 Lt. Depo ile birlikte	4 kw SOFC	16544	-	253.12	337.49	489.36	337.49	337.49	337.49
	4 kw PEMFC	21373	-	327	436	632.21	436	436	436
	5 kw SOFC	17109	-	261.77	349.03	506.093	349.03	349.03	349.03
	5 kw PEMFC	21421	-	327.735	436.98	633.63	436.98	436.98	436.98
<b>TES kullanımı ile yıllık enerji maliyetlerinde yapılan tasarruf ( % )</b>									
4 kw SOFC- (Gaz+Elk)'li Sis.				+ 47.75	+ 38.7	+ 27	+ 29.58	+ 38.71	+ 50.31
4 kw PEMFC- Elk. li Sis.				+ 67.09	+ 56.12	+ 36.37	+ 41.49	+ 56.12	+ 69.73
4 kw PEMFC – (Gaz+Elk)'li Sis.				+ 32.50	+ 20.89	+ 5.63	+ 9.03	+ 20.89	+ 35.81
5 kw SOFC - Elk. li Sis.				+ 73.65	+ 64	+ 49.07	+ 53	+ 64	+ 75.77
5 kw SOFC – (Gaz+Elk)'li Sis.				+ 46	+ 36.62	+ 24.46	+ 27.17	+ 36.62	+ 48.62
5 kw PEMFC – Elk. li Sis.				+ 67.01	+ 56.02	+ 36.23	+ 41.36	+ 56.12	+ 69.67
5 kw PEMFC – (Gaz+Elk)'li Sis.				+ 32.35	+ 20.65	+ 5.42	+ 8.82	+ 20.65	+ 35.67

NOT : (-) ' ler kayıp , (+) ' lar tasarrufu göstermektedir.

Elektrik B.F.' larındaki artışlar özellikle Y.H. kullanan TES' in daha cazip hale gelmesine neden olmaktadır, çünkü elektrik fiyatlarının artışı tamamen elektrikle çalışan klasik sistemlerin toplam maliyetlerini Y.H. kullanan TES' in toplam maliyetlerine yaklaştırmaktadır ( **Çizelge 4. 24.** ). Ancak ( gaz + elektrik ) sistemleri ekonomiklik durumlarını korumaktadırlar ( **Çizelge 4. 25.** ). Burada, yine 4 kW' lık SOFC' in en ekonomik Y.H. seçimi olduğu görülmektedir.

Gaz birim fiyatlarındaki artış, ( gaz + elektrikli ) sistemin işletme maliyetlerini fazla yükseltmemekte ve bu nedenle de sistem rakipsiz kalmaktadır. Aslında gelişmekte olan Y.H. kısa süreli yatırımlarda bugün için pahalıdır, fakat grafiklerde ( **Şekil 4. 51. ve 4. 52.** ) görüleceği gibi, gaz birim fiyatları düşer veya elektrik birim fiyatları artarsa, klasik sistemlerle rekabet şansı yakalayabilmektedir. Ayrıca önümüzdeki yıllarda Y.H. birim maliyetlerinin düşmesi beklenmektedir. Bu beklentiye uygun olarak, **birim fiyat değişimleri için yapılan analizde, her 5 yılda 1 kez Y.H. gurubu yenilenirken birim maliyetinin daha düşük olacağı varsayıldı ve azalan tahmini birim fiyatlarla değerlendirmeye alındı.** Bu fiyat kabulleri şöyledir:

	PEMFC için	SOFC için
1.	5 Yıl 1250 € / kW ( 1500 USD / kW )	- 1100 € / kW ( 1320 USD / kW )
2.	5 Yıl 1041 € / kW ( 1250 USD / kW )	- 929 € / kW ( 1115 USD / kW )
3.	5 Yıl 833 € / kW ( 1000 USD / kW )	- 758 € / kW ( 910 USD / kW )
4.	5 Yıl 416 € / kW ( 500 USD / kW )	- 416 € / kW ( 500 USD / kW )

Elektrik iletimindeki ulusal şebeke kaybının % 18 olması nedeniyle ( **Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Bilgi Edindirme Servisi, E-Posta** ), tamamen ulusal şebekeden beslenen klasik sistemlerin TES ile aralarındaki toplam maliyet farkları, elektrik santrallerinin verimi ile şebeke kayıpları da düşünüldüğünde daha çok azalır. Örnek verilecek olursa; elektrik fiyatları % 45 arttığında, elektrik santrallerinde üretilen ulusal enerji % 18 azalarak evlere ulaştığından, 20 yıllık amortisman süresinde toplam mal. 16902 € olan tamamen elektrikle çalışan bir sistemin 13697 € olan işletme mal. 16703 €' ya toplam mal. ise 19908 €' ya yükselerek 4kW 'lık SOFC ' li sistemin toplam mal. ile arasındaki fark 5155 €' dan 2149 €' ya düşmektedir ( çizelge 4. 24. ).

**Çizelge 4. 24.** Elektrik Birim Fiyatlarının değişiminin ( % ), TES toplam maliyetlerine etkisi

	- 60	- 45	- 25	- 15	- 5	0	+ 15	+ 30	+ 45	+ 60	+ 75	+ 90	+ 100
<b>4 kW SOFC Yat.</b>	17225	17225	17225	17225	17225	17225	17225	17225	17225	17225	17225	17225	17225
<b>Maliyetleri İşl.</b>	4802	4802	4802	4802	4802	4802	4802	4802	4802	4802	4802	4802	4802
( Euro ) <b>Top.</b>	22057	22057	22057	22057	22057	22057	22057	22057	22057	22057	22057	22057	22057
<b>4 kW PEM Yat.</b>	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603
<b>Maliyetleri İşl.</b>	5734	5734	5734	5734	5734	5734	5734	5734	5734	5734	5734	5734	5734
( Euro ) <b>Top.</b>	24337	24337	24337	24337	24337	24337	24337	24337	24337	24337	24337	24337	24337
<b>5 kW SOFC Yat.</b>	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458
<b>Maliyetleri İşl.</b>	4915	4915	4915	4915	4915	4915	4915	4915	4915	4915	4915	4915	4915
( Euro ) <b>Top.</b>	25373	25373	25373	25373	25373	25373	25373	25373	25373	25373	25373	25373	25373
<b>5 kW PEM Yat.</b>	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143
<b>Maliyetleri İşl.</b>	5747	5747	5747	5747	5747	5747	5747	5747	5747	5747	5747	5747	5747
( Euro ) <b>Top.</b>	27890	27890	27890	27890	27890	27890	27890	27890	27890	27890	27890	27890	27890
<b>Elektrikli S. Yat.</b>	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205
<b>Maliyetleri İşl.</b>	4814	6083	7775	8621	9467	9890	11159	12428	13697	14965	16234	17503	18349
( Euro ) <b>Top.</b>	8019	9288	10980	11826	12672	13095	14364	15633	16902	18170	19439	20708	21554
<b>Gaz+Elekt.S. Yat.</b>	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206
<b>Maliyetleri İşl.</b>	4076	4441	4927	5171	5414	5536	5901	6265	6630	6995	7360	7725	7968
( Euro ) <b>Top.</b>	7282	7647	8133	8377	8620	8742	9107	9471	9836	10201	10566	10931	11174

( - ) Azalmaları, ( + ) artışları ifade etmektedir.

**Çizelge 4. 25.** Gaz Birim Fiyatlarının değişiminin ( % ), TES toplam maliyetlerine etkisi

	- 60	- 45	- 25	- 15	- 5	0	+ 15	+ 30	+ 45	+ 60	+ 75	+ 90	+ 100
<b>4 kW SOFC Yat.</b>	17255	17255	17255	17255	17255	17255	17255	17255	17255	17255	17255	17255	17255
<b>Maliyetleri İşl.</b>	3078	3509	4084	4371	4659	4802	5233	5664	6095	6526	6957	7388	7676
( Euro ) <b>Top.</b>	20333	20764	21339	21626	21914	22057	22488	22919	23350	23781	24212	24643	24931
<b>4 kW PEM Yat.</b>	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603
<b>Maliyetleri İşl.</b>	3506	4063	4806	5177	5548	5734	6290	6847	7404	7961	8518	9074	9446
( Euro ) <b>Top.</b>	22109	22666	23409	23780	24151	24337	24893	25450	26007	26564	27121	27677	28049
<b>5 kW SOFC Yat.</b>	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458	20458
<b>Maliyetleri İşl.</b>	3133	3578	4173	4470	4767	4915	5361	5807	6252	6698	7144	7589	7887
( Euro ) <b>Top.</b>	23591	24036	24631	24928	25225	25373	25819	26265	26710	27156	27602	28047	28345
<b>5 kW PEM Yat.</b>	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143	22143
<b>Maliyetleri İşl.</b>	3515	4073	4817	5189	5561	5747	6305	6863	7421	7979	8537	9095	9467
( Euro ) <b>Top.</b>	25658	26216	26960	27332	27704	27890	28448	29006	29564	30122	30680	31238	31610
<b>Elektrikli S. Yat.</b>	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205
<b>Maliyetleri İşl.</b>	9890	9890	9890	9890	9890	9890	9890	9890	9890	9890	9890	9890	9890
( Euro ) <b>Top.</b>	13095	13095	13095	13095	13095	13095	13095	13095	13095	13095	13095	13095	13095
<b>Gaz+Elekt.S. Yat.</b>	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206
<b>Maliyetleri İşl.</b>	4182	4520	4972	5197	5423	5536	5874	6212	6551	6889	7228	7566	7791
( Euro ) <b>Top.</b>	7388	7726	8178	8403	8629	8742	9080	9418	9757	10095	10434	10772	10998

Optimum Y.H. birim maliyeti, klasik sistemlerin toplam maliyetlerinin aşılmaması düşüncesiyle şöyle hesaplanabilir:

$$\text{Toplam maliyet}_{\text{TES}} \leq \text{Toplam maliyet}_{\text{KLASİK SIS.}}$$

$$\text{Toplam maliyet} = \text{Yatırım maliyeti ( kapital )} + \text{İşletme ve bakım maliyetleri}$$

$$\text{Yatırım mal.}_{\text{TES}} = \text{TES ( Isı pompası, elektrikli ısıtıcı, eşanjörler, ısıtıcı serpantin, pompalar )} + \text{Y.H.} + \text{Depo maliyetleri ( maliyetler çizelge 4. 20.'de )}$$

Yatırımın Y.H. dışındaki kalemlerine sabit yatırım dersek ;

$$\text{Yatırım mal.}_{\text{TES}} = \text{sabit yatırım mal.} + \text{Y.H. mal.}$$

TES için, sabit yatırım = 4443 € tutmaktadır.

Elektrik birim fiyatının % 0 artışında ( çizelge 4. 24.)

$$4 \text{ kW SOFC için, İşletme ve bakım maliyeti}_{\text{TES}} = 4802 \text{ €}$$

$$4 \text{ kW PEMFC için, İşletme ve bakım maliyeti}_{\text{TES}} = 5734 \text{ €}$$

Bu durumda;

$$4 \text{ kW SOFC için, Toplam maliyet}_{\text{TES}} = 4443 + 4802 + \text{Y.H.mal.} = 9245 \text{ €} + \text{Y.H. mal.}$$

$$4 \text{ kW PEMFC için, Toplam maliyet}_{\text{TES}} = 4443 + 5734 + \text{Y.H.mal.} = 10177 \text{ €} + \text{Y.H.mal}$$

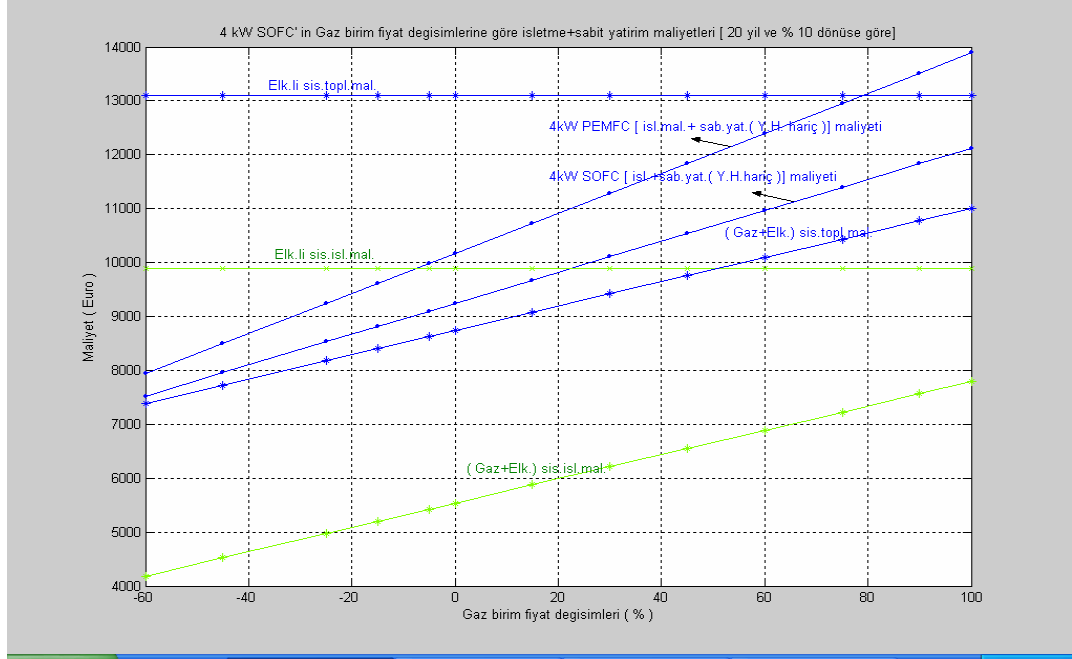
9245 € ( PEM için 10177 €) + Y.H.mal. ≤ Toplam maliyet<sub>KLASİK SIS.</sub> olmalıdır.

$$\text{Y.H.mal.} \leq \text{Toplam maliyet}_{\text{KLASİK SIS.}} - 9245 \text{ € ( PEM için 10177 € )} \quad ( 137 )$$

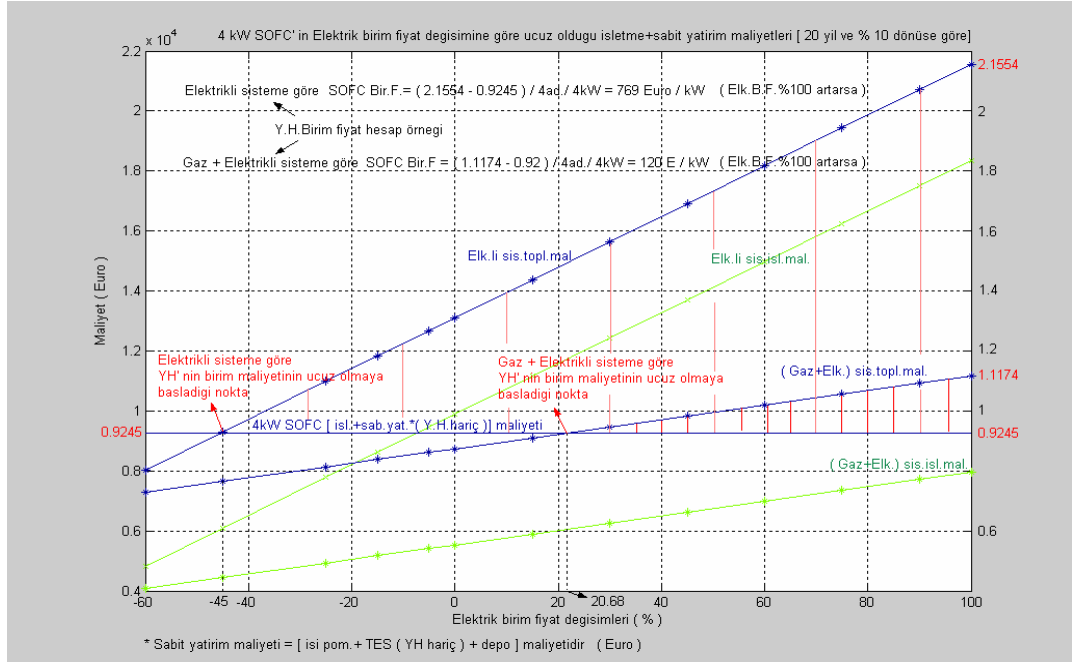
4 kW Güçteki Y.H. 20 yılda 4 kez değiştiği için;

$$\text{Y.H.Birim maliyeti} = \frac{\text{Y.H.maliyeti}}{\text{Yenilenen Y.H.gurup ad.*Y.H.gücü (kW)}} \text{ olur.} \quad ( 138 )$$

Bu formülün sonuçları şekil 4. 51 ve 4. 52.' den grafik analiz yöntemiyle ve her elektrik birim fiyat artış % si için tespit edilebilir. % 100 Elektrik B.F. artışı için örnek bir hesap grafik ( şekil 4. 52.) üzerinde gösterilmiştir.



Şekil 4. 51. Gaz birim fiyatlarındaki değişimin toplam maliyetlere etkisi



Şekil 4. 52. Elektrik birim fiyat değişiminin - SOFC - toplam maliyetlerine etkisi

Örnek hesapta, tamamen elektrikli sistemin toplam maliyet doğrusunun 4 kW'lık TES işletme + sabit yatırım doğrusunu kestiği nokta, yukarıdaki eşitliğin ( 138 ) sağlandığı noktadır. Bu kesim noktasının üzerinde ve elektrikli sistemin toplam maliyet çizgisi üzerinde kalan her nokta eşitsizliğin ( 137 ) sağlandığı noktalar. Birim fiyat artış ekseninden çıkılarak bu çizgiyi kesen nokta ve buradan maliyet eksenine gidilerek bulunan € değeri yukarıda verilen denklemin payı olup yerine konulduğunda bulunan değer optimum Y.H. birim maliyetidir. Bu işlem gaz + elektrikli sistem için yapıldığında % 20.68 elektrik B.F. ( birim fiyat ) noktasının optimum SOFC birim maliyetleri için başlangıç noktası olduğu görülür. - % 45 ile + % 20.68 ve % 100 elektrik B.F. noktaları arasında kalan Y.H. birim maliyetleri aşağıdaki gibidir.

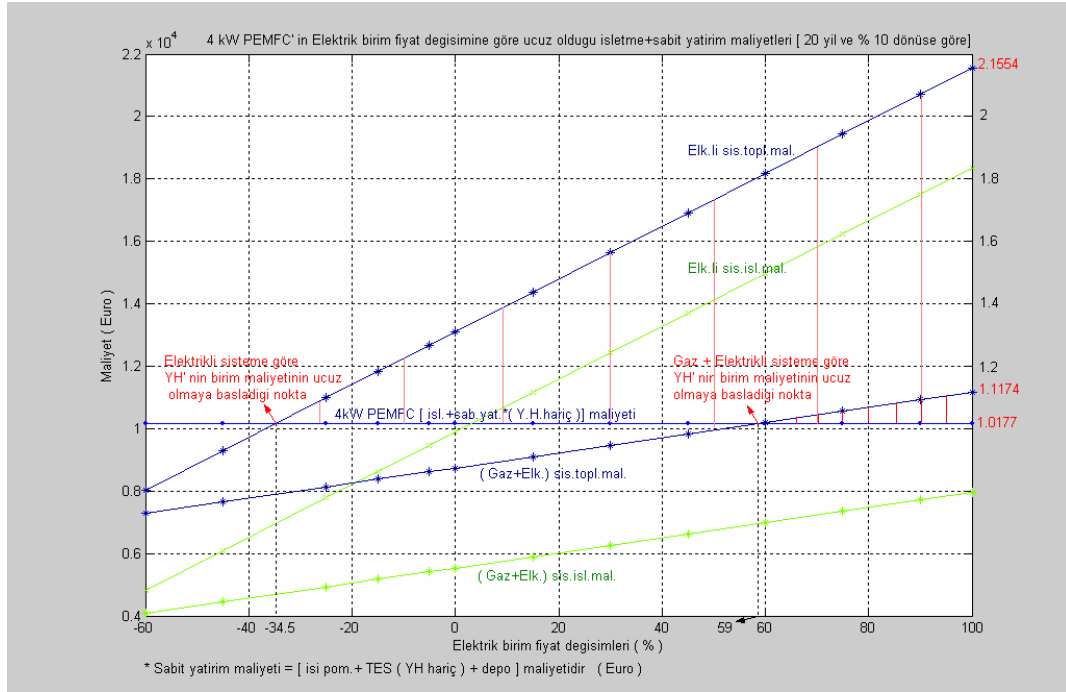
	Elektrikli sisteme göre	Gaz + Elk.li sisteme göre
Optimum 4kW SOFC bir. maliyeti	: 2.68 – 769 € / kW	14 – 120 € / kW
Optimum 4kW PEMFC bir. Maliyeti	: 50 – 711 € / kW	1.5 – 62 € / kW

Bu analiz gaz birim fiyat değişimi için şekil 4. 51. referans alınarak yapıldığında - % 60 + % 100 aralığında Y.H. kullanan TES' in elektrikli sistemlere göre her zaman ekonomik olduğu anlaşılır, yukarıda açıklanan yöntemle elektrikli sistemin toplam maliyeti ( 13095 € ) işletme + sabit yatırım maliyetinden çıkarılıp Y.H. adeti ile güç çarpımına bölünerek Y.H. birim maliyeti bulunur. Ancak gaz + elektrikli sistemle karşılaştırılınca bu sistemin toplam maliyet çizgisi ile TES işletme + sabit yatırım çizgisi kesişmediğinden ekonomik olmayacağı görülür. Bir tahmin yapmak gerekirse, gaz birim fiyatları % 70' den aşağı çekilirse 4 kW' lık SOFC, % 85' den aşağı çekilirse 4 kW PEMFC' li TES' in gazlı klasik sistemlerden daha ekonomik olabileceği söylenebilir.

Y.H.Birim maliyetlerinin güncel enerji fiyatları ve maliyetlerle gaz + elektrikli klasik enerji sistemleri ile rekabet edebilmesi için sabit yatırımın 3000 €' yu geçmemesi koşuluyla Y.H. birim maliyetlerinin 58 € / kW' a düşmesi gerekmektedir. Bu, şu anda Avrupa ülkeleri ve USA' daki 433 € / kW ( 500 USD / kW ) olan birim maliyet hedefinin % 13' ü demektir.



Bu sistemlere göre; SOFC' in optimum fiyatı elektrik kullanımı % 60 artar veya ısı pompası, depo, pompa v.b. tesis maliyetleri % 25 düşerse 60 € / kW olur ( şekil 4. 51.). Bu rakam enerji talepleri 10 kW – 1 MW arasında olan hastahane, iş hanı, apartman siteleri, okul v.b. yerler için yeniden değerlendirilebilir .



Şekil 4. 52. ( Devamı) Elk.birim fiyat değişiminin - PEMFC - toplam maliyetine Etkisi

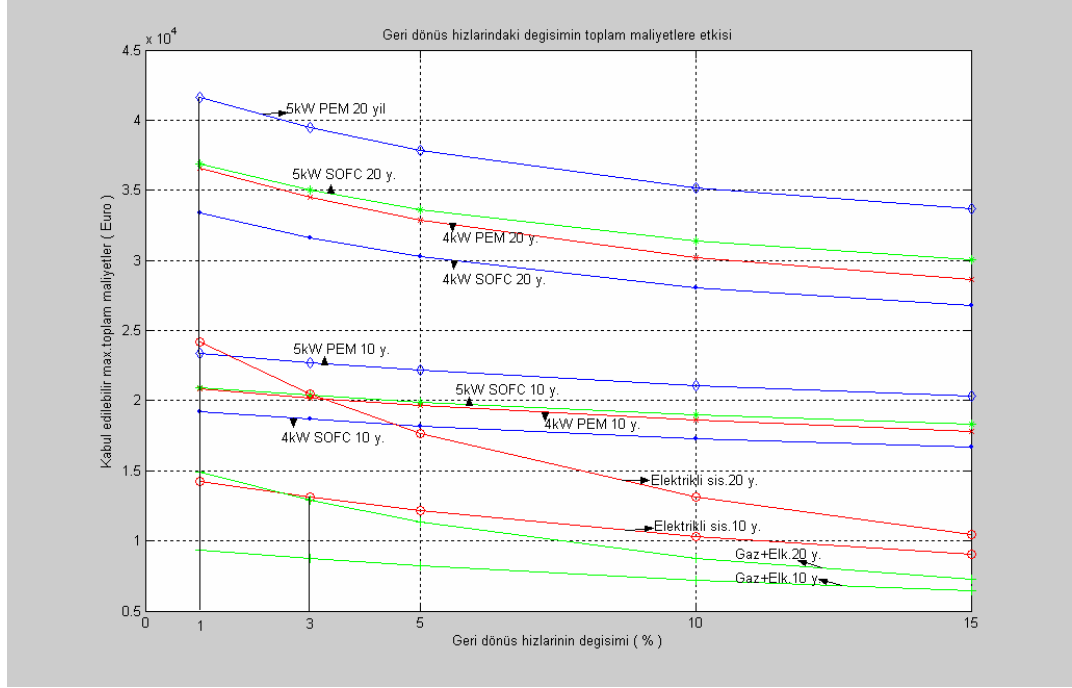
#### Geri dönüşüm hızındaki değişimin TES toplam maliyetlerine etkisi :

Amortisman süresi uzatıldığında ( 20 yıl ) yatırım maliyetlerinin daha çok etkilendiği ve kabul edilebilir maksimum maliyet limitlerinin arttığı çizelge 4. 26. incelendiğinde görülebilmektedir. Bu, yatırımı rahatlatır. Şekil 4. 53. tamamen elektrikli sistemin toplam maliyetinin, ilk yatırım maliyetinin ( kapitalin ) her yıl % 1' inin geri dönmesi durumunda bile 4 kW SOFC' li TES' in maliyetini geçtiği görülmektedir. TES ile klasik ( gaz + elektrik )' li sistem arasındaki fark 20000 € olmaktadır.

Yatırımın dönüş hızları arttıkça maksimum yatırım limitlerinin önemli oranda azaldığı ve yapılabilecek yatırımın 24000 Euro'yu geçmediği görülmektedir.

**Çizelge 4. 26.** Yatırımın geri dönüş hızının TES toplam maliyetlerine etkisi

YATIRIM GERİ DÖNÜŞ HIZI											
Gerİ dönüş hızı, yıllık	%1		%3		%5		%10		%15		
Amortisman Süresi	10 yıl	20 yıl	10 yıl	20 yıl	10 yıl	20 yıl	10 yıl	20 yıl	10 yıl	20 yıl	
4 kw SOFC	Yatırım	13843	23243	13843	23243	13843	23243	13843	23243	13843	23243
	İşletme	5342	10179	4812	8392	4356	7029.6	3466	4803	2831	3531
	Toplam	19185	33422	18655	31635	18199	30273	17309	28045	16674	26774
4 kw PEMFC	Yatırım	14443	24443	14443	24443	14443	24443	14443	24443	14443	24443
	İşletme	6379	12153	5745	10020	5200	8393	4138	5733	3380	4215.5
	Toplam	20822	36596	20188	34463	19643	32836	18581	30177	17823	28658
5 kw SOFC	Yatırım	15443	26443	15443	26443	15443	26443	15443	26443	15443	26443
	İşletme	5468	10419	4925	8597	4458	7195	3548	4916	2898	3614
	Toplam	20911	36862	20368	35033	19901	33638	18991	31358	18341	30057
5 kw PEMFC	Yatırım	16943	29443	16943	29443	16943	29443	16943	29443	16943	29443
	İşletme	6394	12182	5758	10043	5213	8412.6	4148	5747	3388	4225.4
	Toplam	23337	41625	22701	39486	22156	37856	21091	35190	20331	33668
Elek. Sist.	Yatırım	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205
	İşletme	11002	20963	9909	17282	8970	14477	7138	9889.8	5830	7271.2
	Toplam	14207	24168	13114	20487	12175	17682	10343	13095	9035	10476
Gaz + elk. sist.	Yatırım	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206	3206
	İşletme	6158	11734	5546	9673	5021	8103	3995.3	5519	3263	4070
	Toplam	9364	14940	8752	12880	8227	11309	7201.3	8725	6469	7276

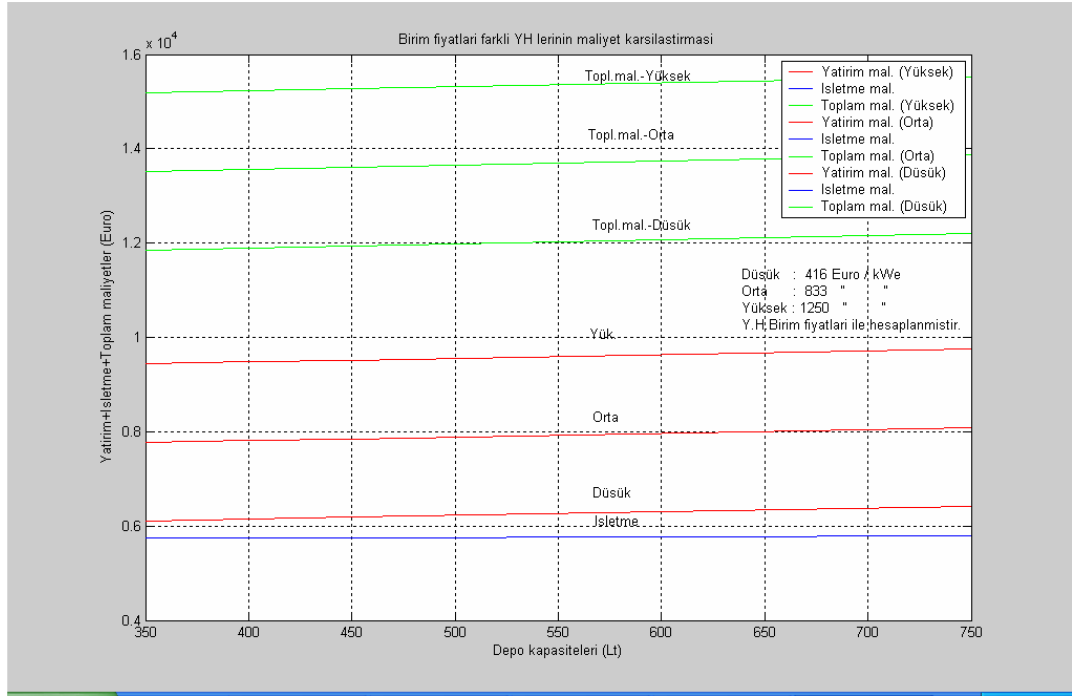


Şekil 4. 53. Geri dönüş hızlarındaki değişimin TES toplam maliyetlerine etkisi

#### Farklı Yakıt Hücresi Birim Fiyatlarının Maliyetlere Etkisi :

PEMFC için 416, 833 ve 1250 Euro / kW birim fiyatlara göre yapılmış olan analizler aşağıda **şekil 4. 54.**' de gösterilmektedir. İşletme maliyetleri aynı olduğu için sadece yatırım maliyetlerinin etkisiyle toplam maliyetlerin de değiştiğini görebilmekteyiz. Depo kapasitelerine göre bir değişiklik olmamaktadır.

Bu analiz 4 kW yakıt hücresi ve 350 lt hacimli termal depo' lu toplam enerji sistemi için 20 yıllık bir amortisman süresine ve % 10 faiz oranına göre yapılmış olup yüksek Y.H. birim fiyatındaki sistemin 15000 Euro'yu aşan bir maliyetinin, düşük Y.H. birim fiyatındaki ise 12000 Euro'ya yakın bir maliyetinin olduğu anlaşılmaktadır. Yakıt hücrelerinin birim fiyatlarının ilerleyen teknolojilerle daha ucuzlayacağı ve bunun için çalışmaların devam ettiği literatür taramalarından anlaşılmaktadır.



**Şekil 4. 54.** Farklı Birim Fiyatlardaki Y. H.' lerinin Maliyetleri ( PEMFC için )

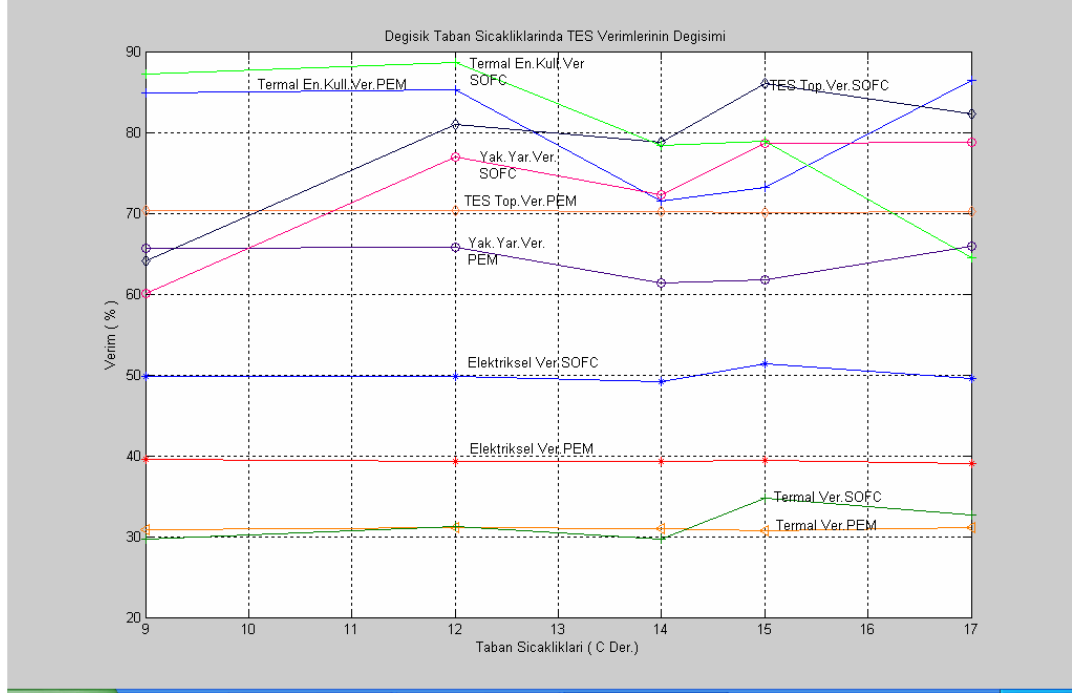
#### **Farklı Referans Sıcaklıkları için Elektriksel ve Termal Yüklerin Değişimi :**

Farklı referans sıcaklıkları için sistemin cevabı **Çizelge 4. 27.**' de verilmektedir. Buna göre referans sıcaklıkları arttıkça yıllık toplam üretilen elektrik miktarı (  $E_{YH}$  ) artmaktadır, çünkü referans sıcaklığı arttıkça daha fazla ısıtma gereksinimi doğmaktadır. Yakıt ihtiyacı (  $Y_{YH}$  ) ve termal çıktı (  $Q_{YH}$  ) da doğal olarak artmaktadır. Referans sıcaklığının  $14\text{ }^{\circ}\text{C}$ ' den  $17\text{ }^{\circ}\text{C}$ ' ye artmasıyla  $E_{YH}$ , PEMFC' de % 8.3, SOFC de ise % 7.7 artmaktadır. Bu artış,  $Q_{YH}$  için PEMFC de % 9.31, SOFC de % 17 dir. Termal ev ısıtmasında (  $Q_{TI}$  ) artış, PEMFC de % 81, SOFC de % 72 dir. Toplam verim, PEMFC de hemen hemen hiç değişmez iken ( yaklaşık % 70 ), SOFC de % 4 artış vardır ( % 78.7 den % 82' ye ). Yakıttan yararlanma verimi, PEMFC de % 4 SOFC de % 6' ya yakın artmaktadır. PEMFC de Termal verim aynı kalırken SOFC de % 3 artmaktadır. Elektriksel verim, hem PEMFC de hem de SOFC de değişmemektedir ( **Şekil 4. 55.** ). Termal enerji kullanımı, PEMFC de % 15 artmış, SOFC de % 6 azalmıştır.

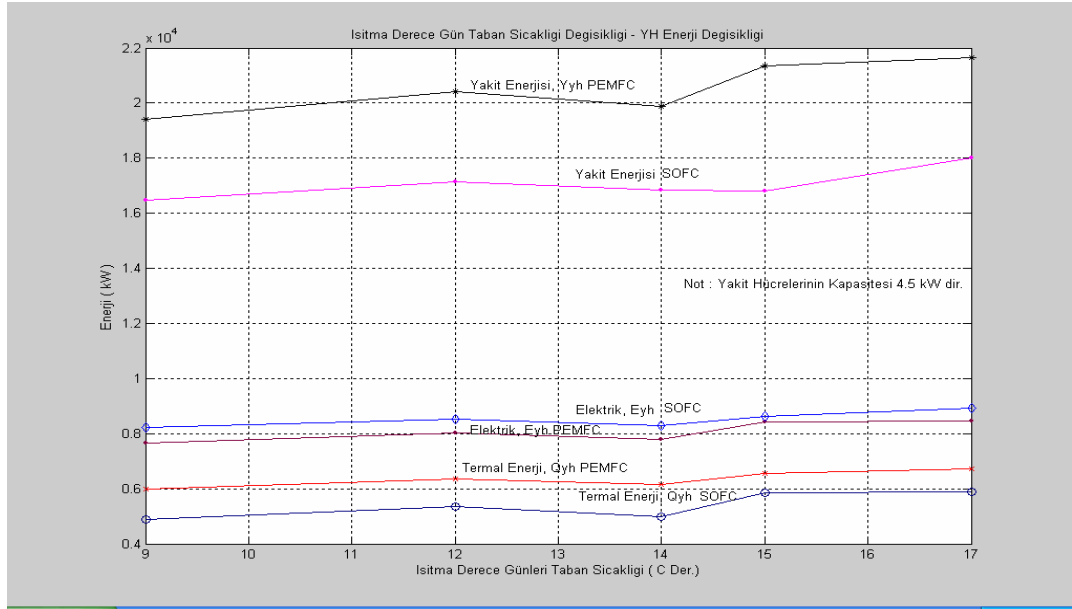
Çünkü, termal enerji kullanımını termal ev ısıtması ile domestik su ısıtmasının toplamının Y.H. termal çıktısına oranıdır. Her iki Y.H. için pay sabit iken payda yani üretilen termal enerji SOFC de çok daha fazladır. Yakıt enerjisi ihtiyacı, ısıtma referans sıcaklığı arttıkça her iki Y.H. için de çok az artış göstermektedir ( Şekil 4. 56).

**Çizelge 4. 27.** TES'in ( Y.H.. kap. 4,5 kW – 325 lt depo için ) Farklı Referans Sıcaklıkları için Elektriksel ve Termal Yükleri

DG Referans sic.	9 °C Ref. Sic.		12°C Tab sic.		14 °C Tab sic.		15 °c Tab sic.		17 °C Tab sic.	
	PEMFC	SOFC	PEMFC	SOFC	PEMFC	SOFC	PEMFC	SOFC	PEMFC	SOFC
$E_{LA}$ (kwh)	2455.9	2455.9	2455.9	2455.9	2455.9	2455.9	2455.9	2455.9	2455.9	2455.9
$E_{KL}$ "	1167.5	1167.5	1167.5	1167.5	1167.5	1167.5	1167.5	1167.5	1167.5	1167.5
$E_F$ "	1076.8	1076.8	1076.8	1076.8	1076.8	1076.8	1076.8	1076.8	1076.8	1076.8
$E_{DO}$ "	105.3	637.9	67.9	631.2	50	666.7	58.1	384	39.2	646.5
$E_{TP}$ "	2618.3	2712.4	2951.9	3005.1	2725.8	2719.2	3400	3374.9	3351.5	3364.8
$E_{VED}$ "	121.5	40.8	176.4	64.1	198.2	70.9	105	21.3	835.7	82.1
$E_{DEF}$ "	122.8	119.9	130	126.8	131.6	128.5	146.5	140.1	132.8	130.2
$E_{YH}$ "	7668.1	8211.3	8026.4	8527.5	7805.8	8285.5	8409.8	8620.6	8459.4	8923.9
$Y_{YH}$ "	19400.	16484	20428.	17139	19878.	16856.	21347.	16798.	21652.	18001.
$Q_{YH}$ "	5979.7	4288.3	6352.8	5355.1	6160.6	4996.4	6558.2	5837	6734.7	5876.2
$Q_C$ "	10.6	28.0	10.6	28.0	843.7	520.7	843.1	520.7	10.6	28
$Q_i$ "	10849.	10849	12194.	12194.	10275.	10275.	12634.	12634.	13885	13885
$Q_{TI}$ "	2446.8	2179.0	2749.3	2645.8	1721.1	1850	2123.2	2256.2	3123.9	3192.2
$Q_{IP}$ "	8281.0	8629.4	9268.3	9484.4	8356.4	8354.8	10406.	10357.	10525.	10610.
$Q_{VED}$ "	121.5	40.8	176.4	64.1	198.2	70.9	105	21.3	235.7	82.1
$Q_{DO}$ "	2627.3	2094.7	2664.7	2101.4	2682.6	2065.9	2674.5	2348.6	2693.3	2086.1
$Q_K$ "	907.8	617.7	914.0	609.4	920.3	573.4	918.2	713.3	919.3	598.5
$dE_D$ "	-									
$T_D$ "	69.122	54.221	69.441	53.799	69.64	51.591	69.655	59.133	69.710	53.235
<b>Toplam Verim . %</b> $\frac{Q_{YH} + E_{YH}}{Y_{YH}}$	70.348	64.125	70.389	81	70.259	78.794	70.117	86.064	70.172	82.216
$\frac{(Q_{YH} + E_{YH}) - (Q_C + Q_K)}{Y_{YH}}$ <b>Yak. yararlı ver. %</b>	65.614	60.125	65.789	77.00	61.359	72.294	61.817	78.664	65.872	78.716
$(Q_{YH}/Y_{YH})$ . % <b>Termal verim</b>	30.82	29.65	31.098	91.245	30.991	29.641	30.721	34.747	31.103	32.643
$(E_{YH}/Y_{YH})$ . % <b>elektriksel verim</b>	39.52	49.81	39.29	49.75	39.268	49.153	39.395	51.317	39.068	49.573
$\frac{Q_{TI} + Q_{DO}}{Q_{YH}}$ . % <b>Termal Ener. Kull.</b>	84.855	87.247	85.222	88.648	71.481	78.374	73.155	78.89	86.376	64.506



Şekil 4. 55. Farklı Referans Sıcaklıkları için TES'in Verimleri



Şekil 4. 56. TES'in Farklı Referans Sıcaklıkları için Elektriksel ve Termal Yükleri

### 4. 3. SONUÇ ve ÖNERİLER

**Enerji tahmin yöntemleri ve evsel yükler:** . Isıtma ve soğutma yüklerinin tahmini zor olup zaman gerektiren bir çalışmadır. Araştırmada, ısıtma yüklerinin tespiti için yapılan anket ve tüketici faturalarının incelenmesinden yola çıkılmıştır. Bu klasik yöntemin daha önce farklı ülkelerde enerji tüketim tahmini ve planlaması yapabilmek için yıllarca uygulanmış olduğu literatür taramalarından anlaşılmıştır. Halen çeşitli ülkelerde buna devam edilmektedir, ayrıca posta yolu ile ev sahiplerinin anketlere gönüllü olarak katılması desteklenmektedir. Enerji tasarrufunu teşvik etmek amacıyla bu ve benzeri yöntemlerle analizi yapılmış binaların etiketlenmesi sağlanarak uygun kiralandırma, vergi indirimi v.b. teşvik uygulamaları getirilmiştir.

Binalar eskidikçe ısı dirençleri azalmaktadır. Yeni bina, gelişmiş yapı malzemeleri ve standartları ile inşa edildiğinden ısı tasarrufu en iyi olması gereken bina demektir.

Tüketim, dış sıcaklığa, evin rüzgâr alma durumuna, yön, yalıtım durumuna bağlı olmakla birlikte, insanların sosyo ekonomik yapılarıyla doğrudan bağlantılıdır. Bu nedenle enerji tüketim tahminlerini sadece evin net kullanım alanına, dış zarfına veya hacmine v.b. parametrelere göre yapmak yeterli değildir. Sanıldığı aksine ısınma ihtiyacı birim ısıtma alanına ( m<sup>2</sup> , ye ) ve dış sıcaklığa bağlı olarak doğru orantılı bir şekilde artmamaktadır. Isınma alışkanlıkları ailenin nüfusuna, yaşam tarzına ve gelir seviyelerine çok bağlıdır. Aynı dönemde ve dış sıcaklık ortalamalarında, aynı binada ve benzer sosyoekonomik yapıda olmalarına rağmen, gaz tüketimleri iki misli farklı olan aileler vardır. Bir evin yeni kullanıcısının farklı zamanlarda aynı mevsimlerde aynı dış sıcaklık ortalamalarında, tüketimlerinin farklı olabildiği de gözlemlenmiştir. En sağlıklı tespitler, elektronik ölçme sistemleriyle gaz, elektrik ve su sayaçlarından daha kısa aralıklarda veri toplanarak yapılabilir.

Enerji tüketim ölçümleri, olabilecek en kısa zaman aralığına indirgenirse enerji tahminleri ve talep edilen enerjiyi karşılayacak sistem seçimi ile optimizasyon çalışmaları daha hassas ve doğru yapılabilir.

Bursa için yıllık ortalama ısınma ve sıcak su için enerji ihtiyacı ortalama 1350 – 1400 m<sup>3</sup> doğalgaz alt ısı değerine eşittir. Elektrik için yıllık talep ortalama 1800 kWh’ dir. Toplam kayıplı enerji talebi ( gazlı cihaz verimi dahil, elektrikli cihaz verimi hariç ) yıllık ortalama 15223 kWh kabul edilebilir.

Önemli bir sonuç da ısıtma cihazlarının türüne bağlı olan tüketimlerde karşımıza çıkmaktadır. Yıllık toplamda “ soba ocak şöfben “ tüketicisi “ kombi “ kullanan abonenin yarısı kadar gaz tüketmektedir. Ancak, ısınma kalitesi çok farklıdır ve homojen olmayan verimi düşük bir ısınma tarzıdır. Çok katlı apartman daireleri için en tasarruflu ısınma, merkezi sistemle sağlanmaktadır. Isınmada elde edilen önemli bir sonuç, iklimin tesiriyle ve hissedilir sıcaklığın etkisiyle, ısıtma döneminin başındaki referans sıcaklığının dönemin sonundakinden daha düşük olmasıdır ( sırasıyla 14<sup>o</sup> ve 17<sup>o</sup> C ).

Pişirme amaçlı tüketimler çok büyük farklılıklar göstermemekte, aylık ortalama 15, 16 m<sup>3</sup> civarında kalmaktadır.

Elektrik tüketimleri kış döneminde ve geceleri daha çoktur. Aslında, gelir durumuna göre yazın klima cihazı kullanabilen ailelerin tüketimleri fazladır. Pik elektrik tüketimlerinde karakteristik bir zaman tespiti yapılamamıştır, günün herhangi bir saatinde pik bir elektriksel yük gelebilmektedir.

**Yakıt Hücresi ve alternatif sistemler:** Yakıt Hücresi kapasitesini sıcak bölgelerde pik soğutma günündeki elektrik talebine, soğuk bölgeler için pik ısıtma günündeki elektrik talebine göre belirlemek gerekir. Model alınan Bursa iklim şartlarında ısı geri kazanımı için termal depolama tankının 325 lt kapasitede olması yeterlidir. Bu kapasitenin artırılmasına gerek yoktur çünkü hacmi artan deponun yıllık ısı kaybı da artar ve sistem verimi düşer. Bursa bölgesinde iklim şartları önemli soğutma yükleri getirmemektedir ( temmuz, ağustos ayları için ). Bu nedenle yüksek soğutma verimleri ( veya STK ) olan bir ısı pompasına ihtiyaç yoktur.

4 kW Y.H.kapasitesinin seçimi 15<sup>o</sup> C referans sıcaklığı içindir. Referans sıcaklığı 1 - 2<sup>o</sup> C artarsa, pik ısıtma talepleri geldiğinde bu kapasite yeterli olmamakta ve kapasiteyi 4.5 kW’ a yükseltmek gerekmektedir.



Y.H. Kapasitesini arttırmadan sistemin pik yüklere daha rahat cevap verebilmesi için, kullanılan saatlik sıcak su yüklerini azaltmak uygun bir işletme yöntemi olabilir. Bunun için pik yük dönemlerinde max. sıcak su debisini 20.16 lt / h' e düşürmek yeterlidir. Y.H. Kapasiteleri depo hacmi ile de doğru orantılı büyür, çünkü büyük depoyu ısıtmak zaman alır ve bu arada gelen pik talep termal olarak karşılanamaz. Bu, elektrikli ısıtıcı yükünü arttırır. Yüksek kapasiteli Y.H. gelen talepleri daha düşük kısmi yük oranlarında karşılayabilir ve bu oranlarla birlikte  $r_{TE}$  ( termal / elektrik ) oranı düşer, bu nedenle pik ısıtma yüklerinde yedek elektrikli ısıtıcı kullanma oranı artar. 4 kW Y.H. ve 325 lt' lik depo uygun bir seçimdir.

4 kW -325 lt Depolu TES, gazla ısıtma ve elektrikli klima ile soğutma yapan klasik sistemlere göre, enerji maliyetlerinde PEMFC' de % 20 SOFC' de ise yıllık % 38 tasarruf sağlayabilmektedir. Bu tasarruf, 5 kW' lık Y.H. için PEMFC' de % 20.65 SOFC' de ise % 36.62 olmaktadır.

Ulusal şebekede elektrik iletim kayıplarının %18 olduğu da hesaba katılırsa sistemin, halen yeni teknolojiler yaratma ve iyileşme sürecinde olmasına karşın çok iyi bir tasarruf sağladığı söylenebilir. Yakıt kullanma verimlerinin % 73.21 ve % 79.95 arasında olması, yakıtın tasarrufu açısından, sistemin klasik sistemlerle rekabet edebileceği önemli bir özelliğidir. Bursa bölgesi için termal enerji kullanımı depo ile yeterince sağlanabildiğinden bu yönde çok fazla alternatif aramaya gerek kalmamaktadır. İyi bir ısı yalıtımı ve az bakım gerektiren dikkatli seçilmiş bir tank sistemi yeterince destekleyebilmektedir.

Isıtma döneminde, termal enerjiyi verimli bir şekilde sıcak su hazırlama ve termal ev ısıtması için kullanma imkânı vardır, dolayısıyla uzun kış sezonu ve soğuk iklim şartları için termal enerjiyi depolama yöntemleri üzerinde her türlü yenilikçi araştırma desteklenmelidir. Ayrıca, bu amaçla atık gazlardan geri alınabilecek her türlü ısı geri kazanım alternatiflerinin araştırılması ve sistemlerin iyileştirilmesi çabaları desteklenmelidir. Fakat, yaz döneminde ısıtma gereksinimi sadece sıcak su hazırlamak içindir. Bu, çok fazla yük getirmeyeceğinden yazın soğutma talebi nedeniyle artan elektrik yükü için çalışan Y.H. gurubundan çıkan termal enerjinin kullanma alanı çok olmayacak ve atık ısı eşanjörü ile atmosfere atılması gerekecektir.

Bu, sıcak iklimlerde çalışacak Y.H. kullanan TES' in termal enerji kullanımını açısından bir dezavantajı olmaktadır.

Sistemin daha fazla elektrik kullanımı ( örneğin soğutma döneminde ) desteklenmelidir, böylelikle kurulu güçten azami bir şekilde yararlanma olanağı olabilir. Burada, hem elektrik kullanımını arttırma çabası hem de neredeyse üretilen elektrik enerjisine eşdeğer bir termal enerjinin açığa çıkması bir sorun yaratmaktadır. Araştırma yapılan bölgede bazen elektrik talebinin kısmi yük oranı 0,03 düzeylerine düşmektedir. Bu Y.H.' nin düşük kapasitelerde verimsiz çalışacağı bir aralıktır. Böyle düşük taleplerde verimsiz çalışmak Y.H. için uygun değildir. Bu durumlar için önerilen akülü hibrid sistemler daha cazip görünmektedir. Bu tür sistemlerde Y.H. kapasitesi ve akü kapasitesi seçiminde dikkatli olunmalıdır. Yüksek bir akü kapasitesi yatırım ve işletme maliyetlerini etkilemektedir, düşük kapasiteli aküler ise birbirini takip eden yoğun pik elektrik taleplerinde yetersiz kalabilmektedir. Bu nedenlerle çözüm bekleyen bir optimizasyon problemi ortaya çıkar. Simülasyon programı yardımıyla model alınan iklimsel veriler için gereken enerji taleplerine farklı akü kapasiteleri denenerek bir çözüm getirilebilir. Önerilen akü kapasitesi 1 yıl içinde 20 farklı apartman dairesinin 15 dakika süre ile çektiği aylık maksimum güçlerden en yükseği olan 5.5 kW ' a göre seçilmiş olup, simülatör yardımıyla hibrid çalışmadaki doluluk durumları ve sabit güçte boşaltım kapasitelerine göre sistemin saatlik enerji talepleri için test edilmişlerdir. Her farklı saatlik güç talebi için bu test yapılmak zorundadır ki şebekeden bağımsız çalışan bir TES sürpriz bir pik yükte yetersiz kalmasın. Bu tür hibrid sistemlerin işletme performansını etkileyecek olan en önemli unsurun akü olduğu, kendi kendine boşalabildiği ve ortam sıcaklığından etkilendiği göz önünde tutulacak olursa akünün sistem taleplerine dinamik cevabı önemli bir araştırma konusudur. Literatürde bu konularda yoğun bir çalışma olduğu tespit edilmiştir.

Yakıt hücreli TES' in dinamik yüklere cevabı Y.H. tipinin belirlenmesinde en önemli kriterlerden biridir. Kararlı yüksek güçler için yüksek sıcaklıklı Y.H. öne çıkmaktadır.

Evsel uygulamalarda örneğin Bursa için yapılan analizlerde gazlı ısıtma yükü / elektrik yükü oranının 1 den 20 ye hatta 100 e kadar değiştiği tespit edilmiştir.

Burada düşük sıcaklıklı Y.H. avantajlı hale gelmektedir. PEMFC, SOFC ve AFC yakıt hücreleri evsel kojenerasyon sistemlerinde rakip modellerdir. Yüksek kojenerasyon verimi ile SOFC soğuk şartlarda düşük sıcaklıklı PEMFC kadar dinamik olmadığı literatürde belirtilmiş olsa da elde edilebilen verilerle yapılan bu çalışma SOFC' in öne çıktığını göstermektedir. Dolayısıyla bu konudaki çalışmalar farklı iklim şartları için tekrarlanarak karşılaştırma yapılabilir.

Yakıtlardaki S ve CO gibi kirleticilere Y.H.' nin dayanım koşulları yakıtın sağlığını önemli bir seçim kriteri yapmaktadır. Her tür hidrokarbon yakıttan hidrojen ayrıştırılmaktadır. Bu aşama, kimyacıların en önemli uğraşlarından biridir. Y.H. Yakıt hazırlayıcı ünitelerinin ( reformer ) ve Y.H.'nin nelerden etkilendiği somut modellerle araştırılmaktadır. Yakıtların, saf hidrojenden biyodizel' e kadar geniş bir yelpazede yer alması Y.H.' nin aslında avantajlı bir yanıdır. Çünkü Y.H. kırsal bölgelerde de kullanılabilir, böylece Y.H. kullanan sistemler savunma, mobil sistemler, kırsal bölgelerdeki şebeke bağlantısı olmayan binalar ve tesisler gibi önemli bazı alanlarda, yatırım maliyetleri karşılanabildiği ölçüde tercih edilebilir.

Araştırma, işletme maliyetlerinin gaz + elektrikli klasik sistemlerde 4kW SOFC' li TES' lerden % 13 pahalı, 4 kW PEMFC' den % 4 ucuz, tamamen elektrikli sistemlerde 4kW SOFC' li TES' lerden % 105, 4kW PEMFC' den % 72.51 pahalı olduğunu ortaya koymaktadır. TES Yatırım maliyetleri bütün klasik sistemlerden 7 kat pahalıdır. 20 Yıllık bir ömür ve min. % 10 geri ödeme oranlarıyla toplam maliyetler gaz + elektrikli sistemlerden PEMFC' li TES 3.45 kat, SOFC' li TES 3.21 kat, elektrikli sistemlerden sırasıyla 2.3 ve 2.14 kat pahalıya gelmektedir. Önemli yatırım maliyetleri farkı olmasına rağmen, Y.H. teknolojisi sürekli gelişmekte ve önümüzdeki yıllarda ticari olarak imalat fiyatlarının düşmesi beklenmektedir. Literatürden alınan Y.H. satın alma bedelleriyle yapılan maliyet analizlerinin sonuçlarının değişebileceği göz önünde bulundurulmalıdır.

Y.H. Birim maliyetlerinin güncel enerji fiyatları ve maliyetlerle gaz + elektrikli klasik enerji sistemlerine rakip olabilmesi için sabit yatırımın 3000 €' yu geçmemesi koşuluyla Y.H. birim maliyetlerinin 58 € / kW' a düşmesi gerekmektedir.

Bu, şu anda Avrupa ülkeleri ve USA' daki 433 € / kW ( 500 USD / kW ) olan birim maliyet hedefinin % 13' ü demektir.

Bu sistemlere göre; SOFC' in optimum fiyatı elektrik kullanımı % 60 artar veya ısı pompası, depo, pompa v.b. tesis maliyetleri % 25 düşerse 60 € / kW' dır. Bu rakam enerji talepleri 10 kW – 1 MW arasında olan hastahane, iş hanı, apartman siteleri, okul v.b. yerler için yeniden değerlendirilmelidir .

### Farklı yakıt enerjilerinin maliyetleri

Bu çalışma, alternatif yakıt enerjisi maliyetlerini de karşılaştırmaktadır. Farklı yakıtlar için modelin yıllık yakıt enerjisi ihtiyaçları ve kütleli miktarları şöyledir;

Hidrojen	16073 ( kWh ), 506 ( kg )
Metan ( Doğalgaz )	21377 “ 1536 “ ( 2240 m <sup>3</sup> )
Propan	22502 “ 1783 “
LPG ( % 60 bütan, % 40 propan )	24019 “ 1796 “
Bütan	24857 “ 1806 “
Gasoline ( benzin )	23752 “ 2005 “ ( 2688 lt )
Dizel	26069 “ 2212 “ ( 2738 lt )
Etanol	22038 “ 2920 “
Metanol	27762 “ 4829 “

2006 Ağustos dönem fiyatları tespit edilebilen bazı yakıtlar için yıllık toplam yakıt maliyetleri:

Gasoline ( kurşunsuz benzin )	2688 lt * 3.09	YTL / lt =	8306 YTL / yıl
Dizel	2212 kg * 2.85	YTL / kg =	6304 “
LPG	1796 kg * 2.8125	YTL / kg =	5051 “
Metan ( Doğalgaz ) <sup>(1)</sup>	2240 m <sup>3</sup> * 0.4374	YTL / m <sup>3</sup> =	980 “

Bu fiyatlara göre Y.H. sistemlerinin birim yakıt enerjisi maliyetleri:

Gasoline ( kurşunsuz benzin )	0.350 YTL / kWh ( 0.205 Euro <sup>(1)</sup> / kWh )
Dizel ( motorin )	0.242 “ ( 0.142 “ )
LPG	0.210 “ ( 0.123 “ )
Metan ( Doğalgaz ) <sup>2</sup>	0.0458 “ ( 0.0269 “ )

Görülüyor ki en ucuz yakıt enerjisi öncelikle doğalgaz ve sonra sırasıyla LPG, Dizel ve Gasoline yakıtı ile sağlanmaktadır.

Enerji sektörünün yenilik ve tasarruf arayışı ve çevre koşullarına uyumlu alternatif enerji teknolojilerine yöneldiği günümüzde eğilimler, bu tip enerji kaynaklarının yaygınlaşacağını göstermektedir. Y.H. Teknolojisinden yararlanılması ve hazırlıklı olunması için ülkemizde bu konudaki araştırma geliştirme çabalarına ağırlık verilmelidir. Enerji maliyetleri yüksek olan gelişmiş batılı ülkelerin ( Almanya v.b.) bu teknolojiye ileri düzeyde oldukları, yapılan literatür araştırmalarından ortaya çıkmaktadır

Bu tez çalışması, yakıt hücresinin evsel amaçlı kullanımı içindir, gerekli elektriksel ve termal enerjiyi Y.H. ile temin eden bir evsel bileşik ısı güç sisteminin elde edilebilen verilere göre verimli ve ekonomik çalışıp çalışmayacağı araştırılmıştır.

Sonuç; sistemin verimli olduğunu, yatırımın şimdilik pahalı olduğunu, ancak önümüzdeki yıllarda ticari olarak ucuzlayabileceğini ve dolayısıyla ülkemiz için bu konudaki araştırma çabalarının desteklenmesi gerektiğini ortaya koymaktadır.

---

(1) . 1 Euro = 1.7 YTL' ye göre hesaplanmıştır

(2) . [www.bursa-gaz.com.tr](http://www.bursa-gaz.com.tr) ' den alınmıştır.

## KAYNAKLAR

AHMED, S., KRUMPELT, M. Hydrogen from Hydro Carbons for FC, Int. Journal of Hydrogen Energy 26 ( 2001 ) 291-301.

ALANNE, K. ve ark The financial viability of an SOFC cogeneration systems.in Single Family Dwellings, J.of . Power Source AUG.2005

ALONSO, BORJA OYARZABAL. 2001. Application of a Decomposition Strategy to the Optimal Synthesis, Design of a Fuel Cell Subsystem. Master Thesis, Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg.VA, USA. p. 131 -133.

ANGRİST, S. W. 1976 . Direct Energy Conversion. Allyn and Bacon, Inc.USA.

ANONİM, 1981. Binalarda Enerji Tasarrufu Serisi - 2. Derece Gün. EİEİ. Ek 1.Ankara

ANONİM, 1985. Bursa İli Meteorolojik Döküm Cetveli, Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü İstatistik Yayın Şube Müdürlüğü.Ankara.

ANONİM, 2003. 1999 – 2003 Bursa Klimatik Sıcaklıkları.Renault Otomobil Fab.A.Ş. Bursa.

ASHRAE Applications Handbook,1999. Atlanta, USA. p. 48. 9.

ASHRAE Enerji Yükleri Tahmin Yöntemleri, 1998. TTMD Yayınları, Teknik Yayınlar 2- Bölüm 28. Teknik Yayıncılık İstanbul. s. 28. 10

ASHRAE Fizyolojik İlkeler ve Isıl Konfor, 1997. TTMD Yayınları, Teknik Yayınlar 2- Bölüm 8. Teknik Yayıncılık İstanbul. s. 8. 7.

ASHRAE Fundamentals Handbook,2005. Residential Cooling and Heating Load Calculations. Atlanta, USA. p. 29.7.

ASHRAE Systems Handbook 2000. Design of Small Forced Air Heating and Cooling Systems, Atlanta, USA. p. 9. 5

AYDINALP,M,ark . 2002. Modeling of the appliance , lighting, and space- cooling energy consumptions in the residential sector using neural Networks. Applied Energy 71 (2002) 87-110.

BAYINDIRLIK BAKANLIĞI TEKNİK EL KİTAPLARI -9- Havalandırma ve Klima Tesisatı, Tablo 7. Başbakanlık Basımevi, 1985 Ankara. s. 49.

BLOMEN , L.J., MUGERWA , M. 1993 . FC System plenum pres NewYork ,

BRAUN, R. J. ve ark. 2005 Evaluation of system configurations for SOFC based CHP generators in residential applications, j. of Power Source 2005 October.

BULUT, HÜSAMETTİN 2001. Determination of Weather Data for Turkey for Heating and Cooling Systems. PhD Thesis. Çukurova University Institute of Natural and Applied Sciences. Adana. s. 145 ve 154

BURSAGAZ A.Ş ,2006.Abone tüketimleri , Abone işleri Servis raporu 2006.

CALİSE, F. ve ark 2005 Design and partial load exergy analysis of hybrid SOFC\_Gas Turbine Power Plant , J. of Power Source , 2005 July.

CANYURT .O.E.,ark 2005. Estimating the Turkish residential- commercial energy output based on genetic algorithm (GA) approaches, Energy. Policy 33 ( 2005 ) 1011- 1019

CHOU, S. K.,HOUNG, T. 1999.A design day for building load and energy estimation, building Environment 1999;34;469-77.

DİLMAÇ ve KESEN 2003 , A Comparison of new Turkish Thermal Insulation in Buildings ( TS 825 ), ISO 9164, EN 832 Energy & Building 35 ( 2 ) ,161 - 174

DONE MÜHENDİSLİK LTD.ŞTİ, 2006. Birim fiyat L. Bursa

DUNBAR, W. R., GAGGIOLÌ, R. A. The Effect of Fuel Cell Systems. Second Law Analysis of Fuel Cell Systems, Toward the 21 st Century. University of Roma, Italy. 1995.

DURMAYAZ , A. Ark. 2000. An application of the degree-hours method to estimate the residential heating energy requirement and fuel consumption in İstanbul. Energy 25 ( 2005 ) 1245- 1256

DURR, M. ve ark . Dynamic Model of a Lead Acid Battery for use in a domestic FC system , J. of Power Source, october 2005.

ELLİS, M.W. 2002. Fuel Cells for Building Applications. ASHRAE. Atlanta USA 1-130.

EMERY, A.F, KIPPENHAN, C.J. , A long term study of residential home heating consumption and the effect of occupant behavior on homes in the pasific northwest constructed according to improved thermal standards. Energy 31 ( 2006 ) 677-693

ENERJİ ve TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI, Bilgi edindirme servisi, E-Posta,2006

FUEL CELL HANDBOOK 6. EDITION. 2002. DOE / NETL. USA.p.3.2.

GÜNEŞ, M. BURAK. 2001. Investigation of a Fuel Cell based Total Energy System for Residential Applications. Master Thesis. Virginia Polytechnic Institute and State University. Blacksburg, Virginia.USA. p. 1 – 98.

HAWKES, A., LEACH, M. 2005. SOFC for residential micro CHP in U.K. J. of power sources 149 ( 2005 ) 72-83

HAWKES ve ark 2005 , Technoeconomic modelling of a SOFC stack for micro CHP , J. of Power Source May 2005.

HIRSH, J. ve ark. 1999, Power DOE, Version 1.18a.USA.

HİRSCHENHOFER , J.H., STAUFFER, D.B., 1998 FC Handbook 4th Ed

HOWELL, R. H., ve ark.1998, ASHRAE - Principles of HVAC, 1998, USA p 8.1 – 8.23

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.Key World Energy Statistics,2005.IEA,Paris

JOSSEN, T. A. ve ark. 2005 Hybrids Sstems with Lead. Acid Battery and PEMFC, J. of Power Source , 144 ( 2005 ) 395 - 401

KADIOĞLU, M., 2003. Heating energy requirements and fuel consumptions in the biggest city centers of Turkey. Energy Conversion & Management 44 ( 2003 ), 1177-1192. Pergamon.

KORDESCH, K. 1984. Brennstoffbatterien.1984, Springer Verlag,New York.p.33.

LAM , JOSEPH C. , ark . 2005. Residential building envolepe heat gain and cooling energy requirements, Energy 30 ( 2005 ) 933-951.

LARMİNİE, JAMES.2000, Fuell Cells Systems Explained,Chister:John Wiley & Sons.

LENNOX. Heat Pumps Bulletin.1999. USA. p.8.

LITTLE,A.D.,1994. Multifuel reformer – phase I. DOE, DE - AC02 - 92 Cambridge-Massachusets



MORRISON ve ARK.2003. The Simulation of Fuel Cell Cogeneration Systems within Residential Buildings. Canmet Energy Tecnology Centre.Ottawa

NATIONAL FUEL CELL RESEARCH CENTER 2000.Fuel Cell Technology Development Issues and Barriers,University of California.USA.

OLSOMMER, B.,von SPAKOWSKY, M. R.,ELLIS, M. W., 1999. PEMFC : The Need for a realistic simulation model. Mechanical Engineering Department Internal Report, Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg.USA.

ONOVWİONA, H. I.,UĞURSAL, V. I. 2004.Residential cogeneration systems: review of the current technology, renewable and sustainable energy reviews 10 ( 2006 ) 389 - 431.

ONOVWİONA ve ark. 2004 , Financial viability Residential cogeneration systems Review of the current Technology, Renewable En.Rev. ( 2004 ) 1 - 43.

PEDERSEN, L., 2005. Use of different methodologies for thermal load and energy estimations in buildings including meteorological and sociological input parameters, Renewable sustainable energy reviews I (IV) III – III , 2005.Agu.

PORTERİO, J., 2004. Feasibility of a new domestic CHP trigeneration with heat pump II. Availability analysis. J. of Power Source 24 ( 2004 ) 1421 – 1429.

RECKNAGEL\_ISITMA ve KLİMA TEKNİĞİ 1998. TTMD Yayınları. Teknik Yayın No 1. Doğa Yayıncılık 2003. s. 1494-1495.

RİCALET , V. 2001. House Energy Labeling procedure : methodology and present results. Energy building 2001; 33; 229 - 33

ROSTRUP, J.R., NİELSEN, Catalyts. Today 18 ( 1993 ) 305.

SATMAN, T. YALÇINKAYA, N. 1999 . Heating and degree-hours for Turkey. Energy 24 (1999) 833–840

SMİTH , M. A., FEW. P. C.2001. domestic – scale combined heat – and – power system incorporating a heat pump : Analysis of a prototype plant, Applied Energy 70 ( 2001 ) 215-232.

THORSTENSEN, B.2001, A parametric study of FC system efficiency under full and part load operation , J.of Power Source 92 ( 2001 ) 9-16

TS 2164. Binalarda Isı Yalıtım Kuralları 1998. İletim Yoluyla Gerçekleşen Isı Kaybı Hesabı. TSE, Ankara. S. 7.

TS 2164. Kalorifer Tesisatı Projelendirme Kuralları, 1983. Çizelge 6A. TSE, Ankara. s.39

UĞURSAL, İSMET., FERGUSON, ALEX. 2003, A Fuel Cell Model for Building Cogeneration Applications. IEA / ECBCS Annex definition workshop in FC Cog. 10 – 12 / 2003 Ottawa

US CONGRESS, Office of Technology Assessment , 1986 . OTA-TM-0-37 US Government Printing Office , Washington, USA

UTLU, Z., HEPBAŞLI, A.,2006. Estimating the energy and exergy utilization efficiencies for the residential – commercial sector: an application, Energy Policy 34 ( 2006 ) 1097-1105

VETTER, M., WITTVVER, C. 2003.Dynamic Modelling and Investigation of Residential Fuel Cell Cogeneration Systems. Konferenzband 16.Internationales Kolloquium Über Anwendungen der Informatik und der Mathematik in Bauwesen, Bauhaus Universitaet Weimar 10-12.06.2003.Germany

WAGNER ve CZUP.1999.Criteria Analysis Approach for SystemsBased on F.C. Technologies Cogeneration Applications Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, VA.USA

HAWKES, A., LEACH, M. 2005. SOFC for residential micro CHP in U.K. J. of power sources 149 ( 2005 ) 72-83

WALLMARK, C., ALVFORS, P. 2002. Design of Stationary PEFC System Configuration to meet heat and power demands. J.of Power Source 2002;106;83-92.

YAMANKARADENİZ, R. 1995. Mühendislik Termodinamiğinin Temelleri Cilt 2. Uludağ Üniversitesi Yayın No: 114, s. 509 – 510.

[www.mpower.com](http://www.mpower.com) / customs

[www.thermoanalytics.com/support](http://www.thermoanalytics.com/support)

[www.networkpower .exid.com/exidepdfs/classic-0P25 – t-en.pdf](http://www.networkpower.exid.com/exidepdfs/classic-0P25-t-en.pdf).

[www.en.gov.tr/enerjituketimi.htm](http://www.en.gov.tr/enerjituketimi.htm)

[www.epdk.gov.tr](http://www.epdk.gov.tr) / tarifeler. 2006 ,

[www.tedas.gov.tr](http://www.tedas.gov.tr) / Tarifeler. 2006 ,

[www.fct.ta](http://www.fct.ta) Siemens Westinghaus, 2004 . 5 kW Product

**EKLER****Ek 1. Çizelgeler****Bursa için Meteorolojik şartlar:****Çizelge 1.** Bursa için - Kuru termometre sıcaklığı - Yıllık Toplam Bin Verileri

-12 /-9	-9 /-6	-6 /-3	- 3 /0	0/3	3/6	6/9	9/12	12/15
2	5	36	237	568	810	1028	981	942
<b>15/18</b>	<b>18/21</b>	<b>21/24</b>	<b>24/27</b>	<b>27/30</b>	<b>30/33</b>	<b>33/36</b>	<b>36/36</b>	
985	1011	829	618	428	224	49	7	

**Kaynak:** Bulut 2001**Çizelge 2.** Bursa İli Meteorolojik Bilgileri

YIL	AYLAR												YILLIK
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Rasat süresi					ORTALAMA SICAKLIK (°C)								
62 yıl	5.3	6.2	8.3	13.0	17.6	22.1	24.5	24.1	20.1	15.6	11.2	7.6	14.6
					EN YÜKSEK SICAKLIK (°C)								
62 yıl	23.8	26.1	32.5	36.2	37.0	40.5	41.3	42.6	40.1	36.3	31.0	26.5	42.6
					EN DÜŞÜK SICAKLIK (°C)								
62 yıl	-20.5	-25.7	-10.5	-4.2	0.8	4.0	8.3	7.6	3.3	-1.0	-8.4	-17.9	-25.7
					ORTALAMA NİSBI NEM (%)								
62 yıl	74	73	70	70	69	62	58	60	66	72	75	74	69
					EN DÜŞÜK NİSBI NEM (%)								
62 yıl	16	10	7	9	5	9	10	8	6	9	8	19	5
					ORTALAMA BULUTLULUK (0-10)								
62 yıl	6.8	6.9	6.4	5.8	4.9	3.4	2.2	2.1	3.0	4.5	5.9	6.5	4.8
					ORTALAMA RÜZGAR HIZI (m/sn)								
50 yıl	3.1	3.0	2.7	2.3	2.0	2.2	2.6	2.6	2.2	1.9	2.1	2.9	2.8
					EN HIZLI RÜZGAR VE YÖNÜ								
50 yıl	S	SSE	S	SSW	SW	W	N	NE	W	SSE	SSW	SSW	SSE
	34.9	35.2	34.2	26.7	24.1	23.4	19.7	17.7	25.6	28.0	31.2	31.9	35.2
					HAKİM RÜZGAR YÖNÜ								
40 yıl	E	E	NE	WSW	W	NE	NE	NE	NE	NE	E	E	NE
					ORTALAMA YAĞIŞ MİKTARI (mm)								
62 yıl	92.3	74.8	67.9	59.2	52.0	30.7	24.7	17.2	38.5	58.4	78.1	102.5	69.65

**Kaynak :** Anonim 1985

**Çizelge 3.** Bursa İçin Derece Günler ( 14 °C Taban Sıcaklığına göre )

AYLAR		KLİMATİK SICAĞLIK	AYLAR		KLİMATİK SICAĞLIK	AYLAR		KLİMATİK SICAĞLIK
1999	OCAK	242	2000	OCAK	360	2001	OCAK	239
	ŞUBAT	252		ŞUBAT	255		ŞUBAT	313
	MART	206		MART	250		MART	195
	NİSAN	55		NİSAN	378		NİSAN	164
	MAYIS	24		MAYIS	26		MAYIS	89
	HAZİRAN	0		HAZİRAN	2		HAZİRAN	3
	TEMMUZ	0		TEMMUZ	0		TEMMUZ	0
	AĞUSTOS	0		AĞUSTOS	0		AĞUSTOS	0
	EYLÜL	0		EYLÜL	0		EYLÜL	9
	EKİM	29		EKİM	35		EKİM	74
	KASIM	136		KASIM	85		KASIM	185
	ARALIK	147		ARALIK	209		ARALIK	310
TOPLAM	1.091	TOPLAM	1.600	TOPLAM	1.581			
AYLAR		KLİMATİK SICAĞLIK	AYLAR		KLİMATİK SICAĞLIK			
2002	OCAK	391	2003	OCAK	251			
	ŞUBAT	293		ŞUBAT	368			
	MART	263		MART	384			
	NİSAN	214		NİSAN	232			
	MAYIS	101		MAYIS	32			
	HAZİRAN	7		HAZİRAN	0			
	TEMMUZ	0		TEMMUZ	0			
	AĞUSTOS	0		AĞUSTOS	0			
	EYLÜL	7		EYLÜL	7			
	EKİM	84		EKİM	58			
	KASIM	220		KASIM	143			
	ARALIK	341		ARALIK	219			
TOPLAM	1.921	TOPLAM	1.694					

**Kaynak :** Anonim 2003

**Çizelge 4.** Cihaz Türlerine Göre Abone Sayıları

2004		
Cihaz Tipi	Aktif Sözleşme Sayısına Göre Sayaç Adedi	Aktif Sözleşme Sayısına Göre BBS** Sayısı
Kombi	102.294	109.306
Soba	47.603	50.016
Ocak	25.112	25.112
(Fırın- Merkezi Brülör)	3.204	76.356
Kat Kaloriferi	1.907	3.388
<b>Toplam</b>	<b>180.120</b>	<b>264.178</b>
2005		
Cihaz Tipi	Aktif Sözleşme Sayısına Göre Sayaç Adedi	Aktif Sözleşme Sayısına Göre BBS Sayısı
Kombi	120.513	132.944
Soba	57.762	59.656
Ocak	36.600	36.600
(Fırın- Merkezi Brülör)	3.337	80.906
Kat Kaloriferi	2.307	5.005
<b>Toplam</b>	<b>220.519</b>	<b>315.111</b>
2006*		
Cihaz Tipi	Aktif Sözleşme Sayısına Göre Sayaç Adedi	Aktif Sözleşme Sayısına Göre BBS Sayısı
Kombi	125.155	137.586
Soba	77.896	78.416
Ocak	40.052	40.052
(Fırın- Merkezi Brülör)	3.364	81.324
Kat Kaloriferi	2.803	5.444
<b>TOPLAM</b>	<b>249.270</b>	<b>342.822</b>

**Çizelge 5. Gaz tüketimleri (Konutlar)**

<b>2004 YILI KONUT ABONELERİ TÜKETİMLERİ (m3)</b>			
<b>AYLAR</b>	<b>Konut (m3)</b>	<b>Kazan (m3)</b>	<b>Toplam (m3)</b>
<b>Konut</b>	163.662.820	53.616.107	217.278.927
<b>Resmi</b>	343.612	14.011.552	14.355.164
<b>Ticari</b>	5.170.322	14.126.081	19.296.403
<b>Vakıf/Dernek</b>	270.327	292.165	562.492
<b>TOPLAM</b>	<b>169.447.081</b>	<b>82.045.905</b>	<b>251.492.986</b>
<b>2005 YILI KONUT ABONELERİ TÜKETİMLERİ (m3)</b>			
<b>AYLAR</b>	<b>Konut (m3)</b>	<b>Kazan (m3)</b>	<b>Toplam (m3)</b>
<b>Konut</b>	215.915.189	57.200.785	273.115.974
<b>Resmi</b>	647.483	12.945.363	13.592.846
<b>Ticari</b>	7.479.742	14.373.428	21.853.170
<b>Vakıf/Dernek</b>	430.503	319.921	750.424
<b>TOPLAM</b>	<b>224.472.917</b>	<b>84.839.497</b>	<b>309.312.414</b>
<b>2006 YILI KONUT ABONELERİ TÜKETİMLERİ (m3) (İlk 2 ay)</b>			
<b>AYLAR</b>	<b>Konut (m3)</b>	<b>Kazan (m3)</b>	<b>Toplam (m3)</b>
<b>Konut</b>	94.139.275	19.649.952	113.789.227
<b>Resmi</b>	166.472	3.956.124	4.122.596
<b>Ticari</b>	2.606.641	5.162.891	7.769.532
<b>Vakıf/Dernek</b>	248.348	114.113	362.461
<b>TOPLAM</b>	<b>97.160.736</b>	<b>28.883.080</b>	<b>126.043.816</b>

Kaynak: Bursagaz A. Ş. 2006

### Sıcak su üretimi.

Çamaşır makinesi: Ortalama haftada 1 kez 80 litre. Ortalama sıcaklık 40° – 60° C. Ortalama çalışma süresi 45 dak.

Bulaşık makinesi: Ortalama haftada 1 kez 40 litre. Ortalama sıcaklık 65° C. Ortalama çalışma süresi 1saat 45 dak.

**Çizelge 6.** Elektrikle üretilen sıcak su

Aylar	Çamaşır Makinesi		Bulaşık Makinesi	
	Üretilen Su Miktarı m <sup>3</sup>	Gereken Enerji kW	Üretilen Su Miktarı m <sup>3</sup>	Gereken Enerji kW
Ocak	80	4.71	40	2.58
Şubat	80	4.76	40	2.61
Mart	80	4.68	40	2.57
Nisan	80	4.46	40	2.465
Mayıs	80	4.05	40	2.26
Haziran	80	3.70	40	2.084
Temmuz	80	3.34	40	1.906
Ağustos	80	3.22	40	1.845
Eylül	80	3.39	40	1.928
Ekim	80	3.69	40	2.07
Kasım	80	4.10	40	2.28
Aralık	80	4.5	40	2.48

**Çizelge 7.** Sıcak Su Üretimi ( Gazlı cihazla üretilen)

Aylar	Gaz tüketimi m <sup>3</sup>	Aylık Ortalama Toprak Sıcaklığı °C	Aylık Sıcak Su Üretimi m <sup>3</sup>	Günlük Sıcak Su Üretimi Lt.	Sıcak Su Üretimi İçin Gereken Enerji kW
Ocak	58.972	9.343	8.216	265	11
Şubat	56.092	8.791	7.594	271	11.41
Mart	48.55	9.669	6.452	208	8.54
Nisan	22.873	12.042	2.057	68	2.6
Mayıs	16	16.376	0.861	27	0.898
Haziran	11.949	20.187	0.424	14	0.4
Temmuz	13	24.009	0.891	28	0.683
Ağustos	15.692	25.324	1.746	56.32	1.33
Eylül	20.843	23.548	2.999	100	0.078
Ekim	23.778	20.304	3.396	109.54	3.223
Kasım	28.476	15.876	3.328	111	3.985
Aralık	47.178	11.573	6.346	204	8.201

Aylık sıcak su üretimi = Aylık gaz tüketimi \* 8250 \* 0.84 \* 0.9 / c<sub>p</sub> \* ( 45 – T<sub>toprak sıcaklığı</sub> )

Günlük sıcak su üÜretimi o ay'ın gün sayısına bölünerek bulunmuştur.

**Çizelge 8.** Saatlik Sıcak Su Yükleri (Elektrikli cihazla üretim hariç)

SAAT		SICAK SU YÜKÜ
7 <sup>00</sup> -- 10 <sup>00</sup>	%23 x 271 / 3	20,766 kg
10 <sup>00</sup> -- 12 <sup>00</sup>	% 7 x 271 / 2	9,485 kg
12 <sup>00</sup> -- 16 <sup>00</sup>	% 10 x 271 / 4	6,775 kg
17 <sup>00</sup> -- 23 <sup>00</sup>	% 50 x 271 / 6	22,583 kg
24 <sup>00</sup> -- 07 <sup>00</sup>	% 10 x 271 / 7	3,871 kg

**Soğutma yükleri:****Çizelge 9.** Pik Soğutma Günü için 24 saatlik soğutma yükü

Saat	Soğutma Derece saat 24°C taban sic. için (°C)	İletim ve havalandırma ile Isı kazancı ( W )	Güneş ışınımıyla gelen ısı kazancı ( W )	İnsanlardan gelen yük ( W )	Aydınlatma ve elk. cihaz yükü ( W )	Pişirmeden gelen yük ( W )	Toplam ( W )
1	4	728.85	0	281,25	149.64	0	1159.7
2	3	550.19	0	281,25	149.64	0	981.08
3	2	371.53	0	281,25	149.64	0	802.42
4	1	192.88	0	281,25	149.64	0	623.77
5	0	0	0	281,25	149.64	0	0
6	0	0	625.16	281,25	154.45	0	0
7	0	0	1382.5	281,25	154.45	260	0
8	0	0	1817.3	201,25	154.45	0	0
9	0	0	1943.6	201,25	154.45	0	0
10	2	371.53	1620.5	201,25	154.45	0	2347.7
11	4	728.85	1448.7	201,25	154.45	0	2533.2
12	5	907.51	910.02	201,25	154.45	260	2433.2
13	7	1264.8	417.79	201,25	154.45	0	2038.3
14	8	1443.5	291.9	201,25	154.45	0	2091.1
15	8	1443.5	498.11	201,25	154.45	0	2297.3
16	10	1800.8	735.3	201,25	154.45	0	2891.8
17	10	1800.8	845.81	201,25	197.85	0	3045.7
18	10	1800.8	531.13	201,25	197.85	260	2991
19	10	1800.8	0	431,25	197.85	0	2429.9
20	9	1622.1	0	431,25	197.85	0	2251.2
21	8	1443.5	0	431,25	197.85	0	2072.6
22	7	1264.8	0	431,25	149.64	0	1845.7
23	6	1086.2	0	431,25	149.64	0	1667.1
24	5	907.51	0	431,25	149.64	0	1488.4



**Çizelge 10.** Camdan gelen toplam güneş radyasyonu: 40° Kuzey enlemi ( Kcal / m<sup>2</sup>h )

Aylar	Pencere yönleri	6	S	A	A	T	L	E	R	14	15	16	17	18
HAZ.	GD	138	239	296	301	268	193	92	38	38	35	33	27	16
	KB	16	27	33	35	38	38	38	34	81	198	304	361	320
TEM.	GD	146	260	323	339	298	222	114	41	38	35	33	27	14
	KB	14	27	33	35	38	38	38	38	71	129	285	344	287
AĞU.	GD	130	285	374	396	327	290	174	68	38	35	30	22	8
	KB	8	22	30	39	38	38	38	38	43	125	222	277	184
EYL.	GD	0	258	391	439	426	361	244	111	38	33	24	14	0
	KB	0	14	24	33	35	35	38	35	35	71	157	138	0
EKİ.	GD	0	220	358	437	442	391	290	171	54	27	16	5	0
	KB	0	5	16	27	30	33	33	33	30	33	89	95	0

Kcal / m<sup>2</sup>h [ Watt' a dönüşümü için 1.162 ( =1000 / 862 ) ile çarpılacak ]

### Isı Pompası Özellikleri :

Lennox HP 29- 024 ( Dış ünite ) – CB 29M – 21 / 26 ( İç ünite )

35 °C Dış sıcaklık, 17.2 °C iç yaş termometre sıcaklıkta, 380 lt / sn toplam hava debisinde, 20000 Btu / sa ( 5.9 kW ) soğutma kapasitesinde, 8.3 °C kuru termometre, 6.1 °C yaş termometre dış sıcaklık ve 21.1 °C iç üniteye giriş sıcaklığında, 19400 Btu / h ( 5.7 kW ) ısıtma kapasitesindedir.

ITK = 3.19      5.7 kW ısıtmada toplam enerji girişi 1.8 kW' dır.

STK = 2.68      5.9 kW soğutmada toplam enerji girişi 2.2 kW' dir.

ITK ( T<sub>dış</sub> ) = 0.048 x + 2.8      STK ( T<sub>dış</sub> ) = - 0.05 x + 4.4

Isıtma kapasitesi ( T<sub>dış</sub> ) = 0.13x + 4.8

Soğutma kapasitesi ( T<sub>dış</sub> ) = -0.00022 x<sup>3</sup> + 0.025 x<sup>2</sup> – x + 18

Duyulur Isı Oranı ( T<sub>dış</sub> ) = 0.00012 x<sup>2</sup> – 0.0041 x + 0.02

Enerji verimliliği EER = 9.15

**Çizelge 11.** Isı Pompasının Özellikleri

$T_{dış}$	Isıtma kapasitesi	Toplam enerji girişi	STK	DIO <sub>cihaz</sub>	Hava Debisi
29 °C	6.2 kW	2.08 kW	2.98	0.82	380 t / s
35 °C	5.9 kW	2.20 kW	2.68	0.82	
41 °C	5.5 kW	2.31 kW	2.38	0.85	
46 °C	5.2 kW	2.83 kW	1.837	0.88	
$T_{dış}$	Isıtma kapasitesi	Toplam enerji girişi	ITK	Hava Debisi	
-28 °C	1.5 kW	1.1 kW	1.36	450 lt / sn	
-15 °C	2.8 kW	1.335 kW	2.097		
-4 °C	4.0 kW	1.55 kW	2.58		
+7 °C	5.7 kW	1.8 kW	3.16		
+18 °C	7.3 kW	2.045 kW	3.57		

İç Ünite ( üfleyici ) Fan ve Serpantin güçleri

Fan motoru çıkış gücü ( nominal ) 249 W , Soğutma kapasitesi 5.3 – 7.0 kW

**Çizelge 12.** Fan ( üfleyici ) özellikleri:

Dış Statik Basınç ( Pa )	Hava Debisi ( L/ sn )	Çekilen Güç ( W )
25 Pa	540	415
35 Pa	520	400
50 Pa	515	395
60 Pa	505	390
75 Pa	490	375
100 Pa	455	350
125 Pa	430	330
50 Pa	420	315
60 Pa	405	310
75 Pa	400	305
100 Pa	370	285
125 Pa	345	265
25 Pa	330	250
35 Pa	315	245
50 Pa	310	240
60 Pa	300	230
75 Pa	295	225
100 Pa	275	210
125 Pa	255	190

Çekilen Güç ( Hava debisi ) = 0.77 x 3.2 [ W ]

## Ek 2. Termodinamik analizler

### Yakıt Hücresinin Termodinamik Analizi :

N Molekül yakıtın kimyasal reaksiyonuyla ilgili tersinir iş Gibbs fonksiyonundaki değişim ile bulunur ( Ellis 2002 ).

$$W = - N \Delta \bar{G} \quad (1)$$

$\Delta \bar{G}$  yakıt molekülü başına Gibbs ' deki değişimdir. İdeal gazların arasındaki bir reaksiyonda ;



ve Gibbs fonksiyonunda molekül başına değişim ( örnek olarak A reaktanı için )

$$\Delta \bar{G} = \Delta \bar{G}^o(T) + RT \ln \frac{P_C^\chi \cdot P_D^\delta}{P_A^\alpha \cdot P_B^\beta} \quad (3)$$

$\Delta \bar{G}^o(T)$  Verilen sıcaklıkta ve standart basınçta molekül başına Gibbs fonksiyonunun değişimidir. P ise her gazın ( Atm ) biriminden kısmi basıncıdır. Elektrokimyasal reaksiyon işi E elektriksel potansiyeliyle hareket ettirilen ( iyonize ) yükün miktarıyla belirlenebilir.

$$W = n N F E \quad (4)$$

n Yakıt mol' ü başına elektron sayısı , F Faraday sabiti

( 1 ) ve ( 4 ) denklemini birleştirince

$$E = \frac{-\Delta \bar{G}}{nF} \quad (5)$$

İdeal gazlar arasındaki bir reaksiyon için ( 3 ) denkleminde açık devre potansiyeli;

$$E = E^o(T) - \frac{RT}{nF} \ln \frac{P_C^\chi \cdot P_D^\delta}{P_A^\alpha \cdot P_B^\beta} \quad (6)$$

$E^o(T)$  Standart basınçta ve verilen bir sıcaklıktaki açık devre potansiyelidir.

$$E^o(T) = \frac{-\Delta G^o(T)}{nF} \quad (7)$$

Denklem ( 6 ) ile verilen açık devre potansiyeli, verilen bir sıcaklık ve reaktan basıncındaki bir hücre reaksiyonu için anot ve katot arasındaki maksimum voltajı verir. İdeal olmayan gazlar için ( 6 ) genelleştirilebilir.

$$E = E^o(T) - \frac{RT}{nF} \ln \frac{a_C^\chi \cdot a_D^\delta}{a_A^\alpha \cdot a_B^\beta} \quad (8)$$

$a_i$  ürünlerin ve reaksiyonların aktiviteleridir.

Denklem ( 8 ) Nernst denkleminin genel halidir ( **Larminie 2000** ). Denklem ( 5 ) açık devre potansiyelinin sıcaklık ve basınçta değişimini çıkartmak için kullanılabilir.

Gibbs fonksiyonu ;

$$G = H - TS \quad \text{olarak tanımlanabilir.} \quad (9)$$

Zincir kuralıyla bu ifadenin türevi alınır

$$dG = dH - T dS - S dT \quad (10)$$

İkinci Gibbs ifadesine

$$T dS = dH - V dp \quad (11)$$

( 11 ), ( 10 )' de yerine konulunca

$$dG = - S dT + V dp \quad (12)$$

Denklem ( 12 ) hem reaktanlara hem de ürünlere uygulanınca ;

$$dG_p = - S_p dT_p + V_p dp_p \quad P \longrightarrow \text{Ürünler} \quad (13)$$

$$dG_R = - S_R dT_R + V_R dp_R \quad R \longrightarrow \text{Reaktanlar} \quad (14)$$

Eğer ürünler ve reaktanlar aynı sıcaklık ve basınçtılar ise denklem ( 13 ve 14 )  
denklem ( 5 ) ile birleştirilince

$$\left( \frac{\partial E}{\partial T} \right)_{SB.BAS.} = \frac{\Delta S}{nF} \quad (15)$$

$\Delta S$  Entropideki değişim

$\Delta V$  Hacimdeki değişim

$$\left( \frac{\partial E}{\partial p} \right)_{SB.SIC.} = - \frac{\Delta V}{nF} \quad (16)$$

**Örnek :** Su üretimi için  $H_2$  ve  $O_2$  reaksiyonu ele alınırsa ; aşağıdaki denklem  
standart şartlarda (  $25^\circ C$  sıcaklık , 1 Atm basınç )



$$\Delta G = -229.000 \text{ j/g mol}$$

$$\Delta S = - 44 \text{ j / g mol - K}$$

$$\Delta V = - 0.0123 \text{ m}^3 / \text{g mol -K}$$

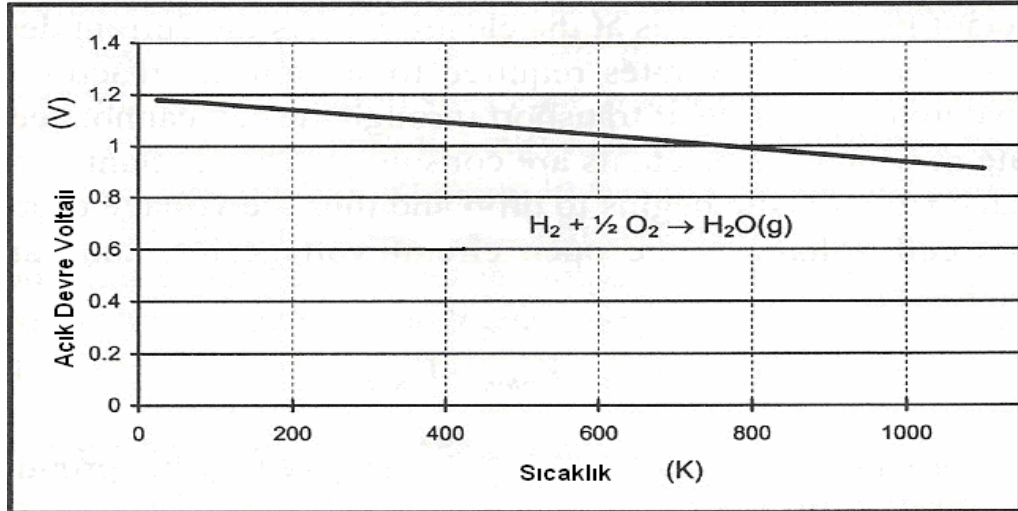
$H_2$  ve  $O_2$  ile çalışan bir yakıt hücresinde çıkan su gaz fazında iken ( su buharı )  
denklem ( 6 ) ile bulunan açık devre voltajı;

$$E = \frac{229000(J / \text{gmol} - H_2)}{2(\text{gmol} - e^- / \text{gmol} - H_2) * 96487(\text{coul} / \text{gmol} - e^-)}$$

$$- \frac{8.314(J / \text{gmol} - H_2 * K) * 298K}{2(\text{gmol} - e^- / \text{gmol} - H_2) * 96487(\text{coul} / \text{gmol} - e^-)} * \ln(1\text{atm})^1 / (1\text{atm})^1 * (1\text{atm})^{0.5}$$

$$E = 1.18 \text{ j / coul} - 0.0128 * \ln(1) \text{ j / coul} = 1.18V \quad \text{bulunur.} \quad (18)$$

Bu, akım çekilmediği zaman Y.H.'nde ölçülen voltajdır.  $\Delta S$  Negatif olduğu için denklem ( 13 ) ' e göre açık devre voltajı sıcaklık arttığında azalıyor demektir. Reaksiyon nedeniyle hacimdeki değişim negatif olduğu için, denklem ( 14 ) basınç arttıkça açık devre voltajın arttığını gösterir. **Şekil 1.** açık devre voltajının sıcaklıkla değişimini göstermektedir. Diğer faktörleri gözardı edersek, düşük sıcaklıkta çalışan bir hidrojenli Y.H. daha yüksek bir verim ortaya koymaktadır. Hücreden akım çekilirken, polarizasyon kayıpları denilen diğer etkiler hücre voltajını açık devre voltajının altına düşürür. Bu kayıplar yükselen sıcaklıklarda azalma eğilimi göstermektedir, bu zıt etkileşim şekilde görülmektedir.



**Şekil 1.** Açık devre voltajının sıcaklıkla değişimi

**Kaynak :** Ellis 2002

**Polarizasyon Kayıpları :** İş üretmek için anot ve katot arasında akım geçmek zorundadır. Akım geçişi polarizasyon kaybı yada üst voltaj olarak bilinen hücre voltajının düşmesine neden olan bir azalmayı gerçekleştirir. Bu kayıplar 3 alt elemana ayrılır.

- Aktivasyon
- Ohmic
- Konsantrasyon kayıpları.

**Aktivasyon Kayıpları :**Elektrokimyasal reaksiyonu belirli bir hızda ilerletmek için gerekli voltajdır. Anot ve katotta reaktanlar reaksiyon alanında yayılırlar, burada indirgenme ve oksitlenme reaksiyonları gerçekleşir. Bu alanda, bir itici güç ( aktivasyon potansiyeli veya voltaj farkı ) reaksiyonların önünde ilerlemelidir. Düşük sıcaklı hücrelerde daha düşük bir itici güçle reaksiyonun ilerlemesi için katalizörler kullanılır. Yüksek sıcaklıkta aktivasyon potansiyeli azalır ve katalizörlere daha az ihtiyaç olur. Akım yoğunluğu çok az iken reaktan taşımak için gereken hızlar düşüktür ve bu yüzden Y. H. ' ndeki yoğunlaşma farklılıkları azdır.

Bu durumda, reaksiyon hızı aktivasyon üst limit potansiyeli ile kontrol edilir ve reaktanların reaksiyon bölgesindeki konsantrasyonları giriş bölgesindeki konsantrasyonlara yaklaşır. Bu durum için, aktivasyon polarizasyon 'u çoğunlukla “ Tafel denklemi “ diye bilinen ampirik bir denklemle akım yoğunluğunun bir fonksiyonu olarak ifade edilir.

$$V_{act} = a \log ( i / i_0 ) \quad ( 19 )$$

$a \rightarrow$  Tafel eğimi,  $i_0 \rightarrow$  değişen akım yoğunluğu ; ( İkisi de deneysel olarak bulunur).

Bu denklem aktivasyon polarizasyonun akım yoğunluğu ile logaritmik olarak arttığını göstermektedir. Bu yüzden aktivasyon polarizasyonu düşük akım yoğunluğunda hızla ve yüksek akım yoğunluğunda daha ağır bir şekilde değişir. Tafel eğimi ve değişen akım yoğunluğu belirli bir akım yoğunluğu için aktivasyon polarizasyonunu belirler. Katalizörler Tafel eğimini azaltır ve akım yoğunluğunun değişimini, böylece belirli bir akım yoğunluğu için aktivasyon polarizasyonunu artırır.

**Ohmic Polarizasyon:** Hücrede elektronların ve iyonların akışına voltaj kaybıdır, kabaca akımın lineer bir fonksiyonudur.

$$V_{ohm} = iR \quad (20)$$

**Konsantrasyon polarizasyonu:** Elektrotlarda reaktan akışını sınırlandıran nedenlerden dolayı gerçekleşen voltaj kaybıdır. Akım yoğunluğu artarken, reaksiyonu sürdürmek için gerekli reaktan debilerini de arttırmak gerekir. Sonuçta, hücredeki taşıma hızı reaktanların tüketim hızında tutulamaz. Her reaksiyon bölgesinde reaktan konsantrasyonu düşmeye başlar ve voltajda düşer.

Net hücre voltajı açık devre voltajından daha azdır,

Değişik Polarizasyon Kayıpları:

$$V_{hücre} = V_{oc} - V_{akt} - V_{ohm} - V_{kons.} \quad (21)$$

$V_{oc}$  = Açık devre voltajı

Y.H.'nin verdiği güç;

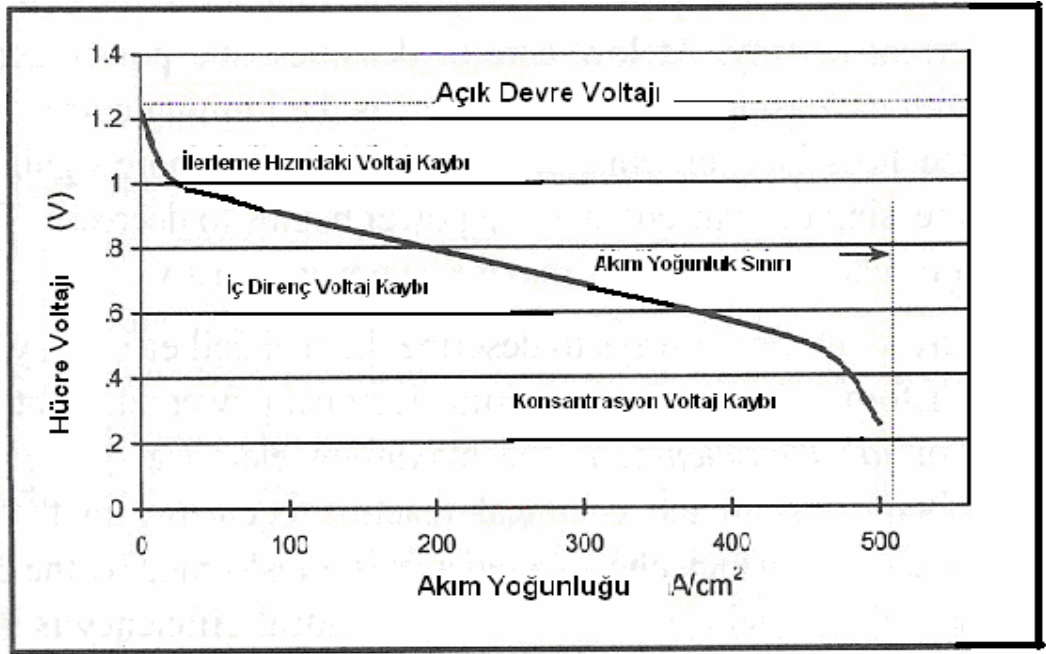
$$W = V_{HÜCRE} * I_{HÜCRE} \quad \text{ile bulunur.} \quad (22)$$

Hücre voltajını azaltan polarizasyon kayıpları doğrudan hücreden alınan elektriksel gücü düşürür. Bu kayıplar nedeniyle, elektriksel olarak var olan enerji hücreden ısı şeklinde transfer olur.

Bir polarizasyon eğrisi hücre voltajını hücre akımıyla ilişkilendirir. **Şekil 2.**'de tipik bir eğri sunulmaktadır. Bu şekilden görülüyor ki, akım geçişi yok iken (0) hücre voltajı açık devre voltajıdır. Akım geçmeye başladığında aktivasyon kayıplarıyla voltaj düşmeye başlar. Logaritmik davranış nedeniyle, aktivasyon polarizasyonu önce hızla artar sonra akım artarken bu artış daha azdır. Bir noktada ohmic polarizasyondaki artışlar aktivasyon polarizasyonunkinden daima önemli bir hale gelir. Polarizasyon eğrisi bu durumda ohmic kayıplarla lineer bir durum alır. Sonuçta, yüksek akım yoğunluklarında reaktanların reaksiyon bölgesine akmasını engelleyen sebepler akım yoğunluğunun kısıtlanmasına sebep olur. Değerler değişmekle beraber Y.H. teknolojisinin bu davranışı genel olarak hepsinde aynıdır.



Y.H. tipiyle değişime ek olarak polarizasyon eğrisi işletme koşullarından etkilenir. Örneğın basınç ve sıcaklıktaki değişmeler eğrinin yukarıya aşağıya yer değiştirmesine, akımın limitinin değişmesine neden olur.



**Şekil 2.** Yakıt Hücresi tipik Polarizasyon Eğrisi  
**Kaynak.** Ellis 2002

**Y.H Performansının Ölçümü:** Y.H. Performansı voltajı ( V ), akım yoğunluğu ( mA / cm<sup>2</sup> ), güç yoğunluğu ( W / cm<sup>2</sup> ) ve verimi ile ölçülebilir. Hücre voltajı ve akım yoğunluğu şekil 2.' deki gibi bir polarizasyon eğimiyle ilişkilendirilebilir. Güç yoğunluğu; hücre voltajı ve akım yoğunluğunun çarpımıdır. Düşük akım yoğunluklarında, güç yoğunluğu artan akımla birlikte çoğalır. Akımın limitine ulaşıldığında azalan hücre voltajı artan akımdan daha fazla önem kazanır ve güç azalmaya başlar. Böylece hücre maksimum bir güçle karakterize edilir.

Y.H. verimini tanıtmak için birçok yol vardır. Y.H. kimyasal enerjiyi elektriksel güce ve suya dönüştürür. Tersinir ya da ideal verim, hücredeki kimyasal reaksiyondan alınabilen max. elektriksel gücün hücreye giren yakıtın tam reaksiyonuyla elde edilebilen kimyasal enerjiye bölünmesiyle ortaya çıkan verimdir .

$$\eta_{ideal} = \frac{\dot{W}_{ideal}}{N \cdot HV_a} = \frac{V_{OC} \cdot nNF}{N \cdot HV_a} = \frac{V_{OC} \cdot nF}{HV_a} \quad (23)$$

$\overline{HV_a}$  → Anoda giren yakıtın üst ya da alt ısıl değeri ( mol başına )

$W_{ideal}$  → ideal güç

$N$  → Reaksiyona giren yakıtın molar debisi ( mol / s )

$n$  → Elektrokimyasal reaksiyonda elektron sayısı (  $n = 2$  ,  $H_2$  için )

$F$  → Faraday sabiti

Kütleli olarak yazılacak olursa denklem ( 23 )

$$\eta_{ideal} = \frac{V_{oc} * nF}{M_a * HV_a} \quad \text{olur} \quad (24)$$

$M_a$  → Anoda verilen yakıtın molar kütlesi

HV, Isınma değeri tamamlanmış bir Y.H. reaksiyonunda açığa çıkan enerji miktarıdır ve Y.H. ' den ürün olarak çıkan suyun sıvı ya da buhar olup olmadığına bağlıdır. Eğer PEMFC deki gibi su sıvı fazında ise reaksiyondan alınan enerji daha fazladır ve bu değer üst ısıtma değeridir ( HHV ). Su, eğer buhar halinde çıkıyorsa diğer bütün Y.H. tiplerinde olduğu gibi daha az enerji alınmış demektir. Buna alt ısıl değer ( LHV ) denilir.

$$\eta_v = \frac{V_{hücre}}{V_{oc}} \quad (25)$$

Polarizasyon eğrisine göre; voltaj verimi akım yoğunluğu arttıkça düşer. Gerçek hücre voltajı idealden daha azdır. İdeal durumda her  $H_2$  molekülü akıma girmek için iki elektron vererek reaksiyona katılır. Gerçekte bazı  $H_2$  'ler elektrolit içinden reaksiyona girmeden geçerler ve bir miktar akım elektrolit üzerinden şöntlenir. Böylelikle gerçek akım  $H_2$  akışına karşılık gelen akımdan daha azdır.

Akım verimi ya da Faraday verimi

$$\eta_i = \frac{I_{HÜCRE}}{nNF} \text{ dir.} \quad (26)$$

Reaktanlar tükendikçe hücredeki reaktanların konsantrasyonu azalır, inert gazlar değişmez ve ürün gazları artar. Teoride hücreyi terk eden reaktanların konsantrasyonu bu nedenle sifıra yaklaşır. Fakat çok düşük reaktan konsantrasyonlarında hücre reaksiyonu büyük polarizasyon kayıpları olmadan ilerleyemez. Pratik anlamda hücreyi terk eden reaktan akımları önemli bir reaktan konsantrasyonu taşımalıdır. Yakıt verimi ya da kullanımı gerçek anlamda kimyasal reaksiyonla anottan atılan yakıt miktarının anoda giren yakıt miktarıyla bölümüdür.

$$\eta_u = \frac{\dot{N}}{\dot{N}_a} \quad (27)$$

$\dot{N}_a$ , Anoda giren yakıtın molar debisi

Y.H.'nin ürettiği enerji Y.H. sisteminde gerçekte var olan enerjiyle aynı değildir. Bir miktar Y.H. elektriği güç şartlandırıcısından ısı olarak kaybolur birazı pompa, fan gibi yardımcı ekipmanı çalıştırmak için gider. Bu nedenle sistemden çekilen net elektrik azalır. Diğer taraftan, bazı Y.H. sistemlerinde egzost'daki enerji geri kazanılabilir ve ek güç üretmek için kullanılabilir böylece sistem gücü Y.H.'nin tek başına verdiği gücü geçer. Bu faktörler sistem verimine yansıtılır.

$$\eta_s = \frac{\dot{W}_s}{\dot{W}} = \frac{\dot{W}_s}{V_{HÜCRE} * I_{HÜCRE}} \quad (28)$$

$\dot{W}_s$ , Bütün sistemin ürettiği net elektrik gücü

Sistem verimi 1 den fazla az ya da çok olabilir. Eğer Y.H. sistemi bir yakıt işlemcisi bulunduruyorsa işlemciye giren yakıtın ısıtma değeri Y.H. anoduna gireninkinden farklı olacaktır.

Yakıt işlemcisi verimi:

$$\eta_{REF} = \frac{HV_a}{HV_{YAK}} \quad (29)$$

$HV_{YAK}$  işlemciye giren yakıtın ısıtma değeri ( **Little 1994** )

Yakıt işlemcisinde yakıtta ısı ilave edildiği için, işlemciden çıkan gazın ısıtma değeri gerçekte işlemciye gireninkinden daha yüksek olabilir. Bu nedenle, işlemci verimi 1 den az yada çok olabilir. Toplam elektriksel dönüşüm verimi: Y.H. sisteminin verdiği elektrik enerjisinin, hücreye giren yakıtın tam yanmasıyla verdiği enerjiye oranıdır. Toplam elektrik dönüşüm verimi Y.H. sisteminin performansını en iyi veren bir ölçümdür ve diğer 6 verimi de kapsar.

$$\eta_E = \frac{\dot{W}_S}{\dot{m}_{YAK} \cdot HV_{YAK}} = \frac{V_{OC} n F}{M_a HV_a} \times \frac{V_{hücre}}{V_{OC}} \times \frac{I_{hücre}}{n N F} \times \frac{\dot{N}}{\dot{N}_a} \times \frac{\dot{W}_S}{V_{hücre} \cdot I_{hücre}} \times \frac{HV_a}{HV_{YAK}} \times \frac{\dot{N}_a \cdot M_a}{m_{YAK}} \quad (30)$$

Son terim anoda giren gaz miktarının işlemciye giren gaz miktarına oranıdır. Bu terim yakıtı ya da CO' i oksitlemek için yakıtın içine havanın verildiği yakıt işlemcisinde 1 den büyük olabilir veya yakıttaki suyun yoğunlaştırıldığı yakıt işlemcilerinde 1 den az olabilir. Bu kütle oranını  $\varepsilon_{REF}$  şeklinde tanıtırsek ve 23 ile 30 ile birleştirirsek

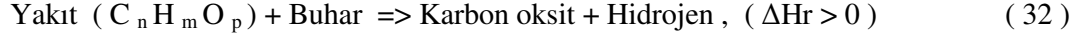
$$\eta_E \equiv \eta_{IDEAL} \eta_V \eta_I \eta_U \eta_S \eta_{REF} \varepsilon_{REF} \quad \text{dir.} \quad (31)$$

### Yakıtların H<sub>2</sub>'e dönüşümü

Üç temel teknikte yapılır ( **Ahmed, Krumpelt, 2001** ).

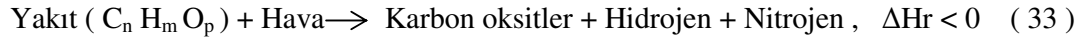
- Buharlaştırma ( SR: Steam Reforming ) ile
- Kısmi oksitlenme ( PO: Partial Oxidation ) ile ve
- Otomatik termal oluşum ( ATR: Autothermal Reforming ) ile.

Buharlaştırma: Kimya endüstrisinde en çok uygulanan metottur.



Buhar, yakıt hazırlayıcıda ( reformer ) bir katalizör yardımıyla yakıtla (doğalgaz) reaksiyona girer hidrojen, CO ve CO<sub>2</sub> üretir. Uzun süreli kararlı hal işletmesi bu tipler için çok uygundur ve H<sub>2</sub> konsantrasyonları ( > % 70 kuru ) yüksektir, daha sonra CO ve CO<sub>2</sub> değişik reaksiyonlarla ve süpürme teknikleriyle gazlardan alınır. Su buharı yer değiştirme reaksiyonu, metanlaştırma, amonyak solüsyonlarında CO<sub>2</sub>' in absorpsiyonu ve basınç salınımlı adsorpsiyon v.b. bunlara örnektir. Primer SR reaksiyonunun oldukça endotermik ve reaksiyon kinetiği sorunlarından çok ısı transferi sorunlarının olması nedeniyle reaktör tasarımı zordur. Neticede, ısı alışverişi için tasarlanan bu tip reaktörler oldukça büyük ve ağır olur, çabuk devreye giremez ve dinamik yüklere cevabı da hızlı değildir.

Kısmi oksitleyici reformerlerde yakıtlar stokyometrik oranların altındaki O<sub>2</sub> miktarları ile reaksiyona girerek ısı üretir ve reaksiyonun sıcaklığını yükseltirler.



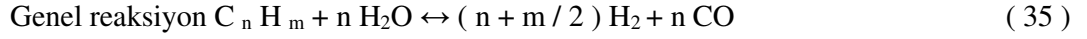
İlk oksitlenmeden çıkan ısı, reaksiyon ortamındaki gazların sıcaklığını 1000 °C ye yükseltir, böylece gaz karışımına gereken miktarda buhar vererek geride kalan veya sonradan eklenen hidrokarbonları ( genellikle metan ve diğer parçalanma ürünlerini ) ve oksitlenmiş yakıtı daha kolay buharlaştırır. Oksitlenme, katalizörlü veya katalizörsüz yapılabilir.

Autotermal reformerler yakıt, su ve havayı birlikte reaksiyona sokarak PO ve SR reaksiyonlarının ısı etkisini birleştirir.

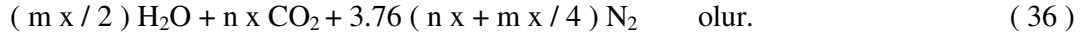
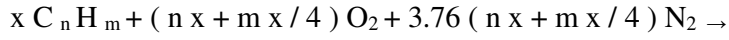


Bu sürecin katalizörlü olması nedeniyle, reaksiyonun ilerlemesi kontrol edilebilmektedir. SR Reaksiyonu oksitlenmeyle çıkan ısıyı absorbe ederek reaktördeki maksimum sıcaklığı sınırlar. Net sonuç bir miktar exotermiktir ( dışarı ısı veren ). Fakat istenen dönüşüm ve ürün kalitesi için uygun bir katalizör gereklidir ( platin vb. nikel ). ( metan, bütan, propan, hatta nafta ) uygundur.

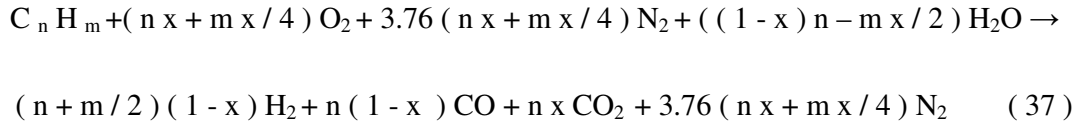
Düşük basınçlı, yüksek sıcaklık gerektiren yakıtlar için nikel esaslı katalizör kullanılır. Tipik sıcaklıklar 800 °- 900 °C dir. Buhar / Karbon oranı 3.5' dur. Basınçlar orta seviyede olup H<sub>2</sub> ve CO' e dönüşen metan seviyesi % 98 dir ( **Blomen ve Mugerwa 1993** ). Ürün gazları MCFC veya SOFC' de doğrudan, PEMFC ve PAFC' de ise CO' i azaltan ek bir işlemde sonra kullanılmaktadır.



PO - Kısmi reaksiyon, yüksek sıcaklıklı reaksiyonlarda ağır hidrokarbonlu yakıtlara uygundur. x Miktar yakıtı reaksiyon ısısı için ayırırsak,



Net reaksiyon:



Tipik sıcaklıklar 1300 ° C -1500 ° C' dir. Ürün gazları doğrudan MCFC ve SOFC lerde fakat PEMFC ve PAFC lerden CO' i azaltan ek işlemde ( su buharı yer değiştirme reaksiyonu ) sonra kullanılabilir. Kısmi oksidasyonun dezavantajı oksitlendirici olarak hava kullanıldığında ürün olarak CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> veya amonyakın çıkmasıdır. Ayrıca, bir kısım yakıt H<sub>2</sub>'e dönüşmek yerine yandığı için yakıt hazırlayıcı reformerin verdiği H<sub>2</sub> miktarı buharlı yakıt hazırlayıcıda alınandan azdır.

ATR' deki sıcaklık PO' den az, SR' den çoktur. PAFC' ler ve PEMFC' ler için CO' i azaltan yer değiştirme reaksiyonu;



Bu reaksiyon düşük sıcaklıklı ürünler için exotermik bir reaksiyondur.

Bu dönüşüm, katalizörlerle birlikte çalışma sıcaklığına göre 2 sıcaklık kademesinde olabilir.

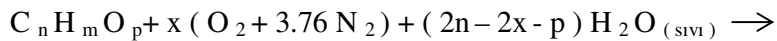
1. Kademe 330 °C – 530 °C’ de demir ve krom oksit katalizörlerle yapılabilir.

2. Kademe 200 °C – 250 °C de alüminyum üzerine bakır ve çinko oksitli katalizörlerle birlikte yapılır.

Gazların temizlenmesi, yakıt yenileyici veya yer değiştirme reaksiyon konvertörünün girişinde veya çıkışında değişik şekillerde yapılabilir. SR ve ATR reaktörlerde kullanılan katalizörler ve yer değiştiriciler ( konvertörler ) kükürt bileşiklerine karşı hassastırlar. Pek çok yakıt doğal olarak kükürt taşır ya da sızıntı tespiti için kükürtle kokulandırılmıştır. Böyle bir yakıtı temizleme işlemi desülfürizasyondur. Bu da aktiflenmiş karbon absorber ile ve / veya çinko oksitli kükürt parlaticılarla 350 °C – 400 °C’ de yapılır. Belirli kükürt bileşikleri H<sub>2</sub> ile H<sub>2</sub> S yaparlar ve bu bileşikler çinko oksitle kolayca temizlenir ( **Hirschenhofer ve Stauffer 1998** ).

PEMFC’ lerin CO konsantrasyonları 10 ppm’ e kadar azaltılabilir. Bunun için yer değiştiricilerin çıkışında ‘ Ayırıcı Katalitik Oksidasyonu ’ yapılır. Yakıtı seyrelten ama, CO’ i CO<sub>2</sub>’ e dönüştürerek PEMFC’ e zarar vermesini önleyecek duruma getiren katalizörler tasarlanır.

Saf hidrokarbonlu ya da oksitlenmiş yakıtın H<sub>2</sub>’e dönüşümü için ATR’ lerdeki ideal reaksiyon stokyometrisi aşağıdaki gibidir.



$$n C O_2 + ( 2 n - 2 x - p + m / 2 ) H_2 + 3.76 x N_2 \quad (39)$$

Burada  $x = \frac{\overline{O_2}}{\overline{yakıt}}$ , Bu önemli bir kontrol değişkenidir ( **Ahmed ve Krumpelt 2001** ).

**a-** Yakıtın karbonunu CO<sub>2</sub> ‘e dönüştürmek için gereken su ;

$$2 n - 2 x - p \quad (40)$$

**b-** Elde edilebilir max. hidrojen ;

$$2 n - 2 x - p + m / 2 \quad (41)$$

c- Üründeki hidrojenin max. konsantrasyonu ;

$$\frac{2n - 2x - p + m/2}{n + (2n - 2x - p + m/2) + 3,76x} \times 100 \quad (42)$$

d- Reaksiyon ısısı ;

$$\Delta H_r = n \Delta H_{f, CO_2} - (2n - 2x - p) \Delta H_{f, H_2O} - \Delta H_{f, yakıt} \quad (43)$$

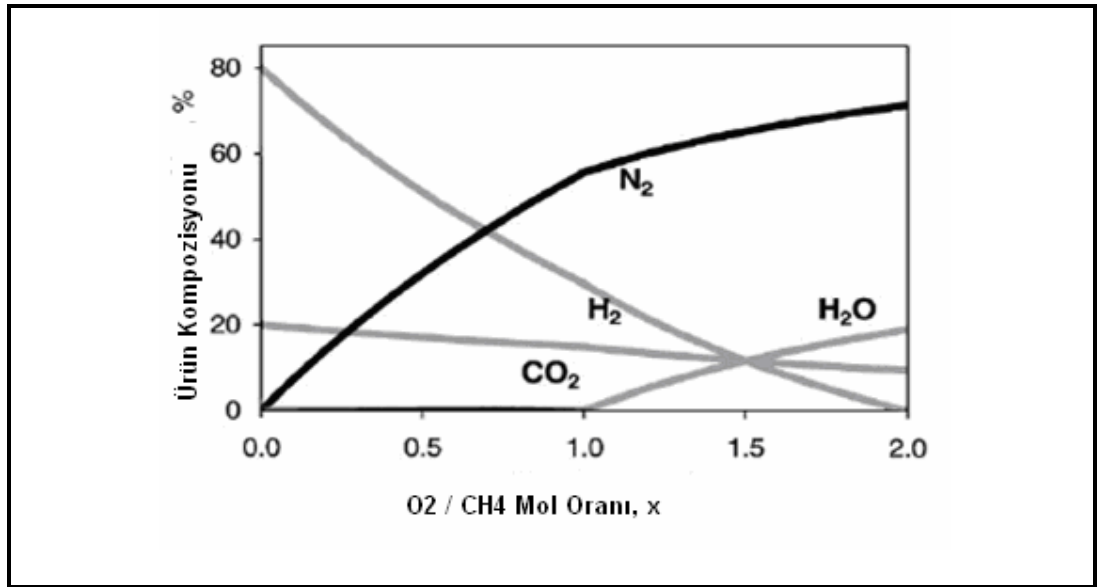
(  $\Delta H_{f, H_2, O_2, N_2} = 0$  ' dir ) ( 39 ) den ( 43 )' ye Görülüyor ki  $\overline{O_2} / \overline{yakıt}$  oranı azaldıkça su gereksinimi ve ürün içerisindeki  $H_2$  konsantrasyonu artmaktadır.

$$x = 0 \text{ da } ( \overline{O_2} / \overline{yakıt} = 0 )$$

Reaksiyon denklemi ATR yerine SR' ye ( reaksiyon ısısı negatif ) düşüyor biraz daha büyük

$$x = x_c = [ n - ( p / 2 ) + ( m / 4 ) ]$$

değerinde [ reaksiyon ısısı + oluyor ] denk.( 39 ) tam yanma reaksiyonunu vermektedir.



**Şekil 3.** Metan'ın autotermal reaksiyonundan çıkan ürünler (  $O_2 / CH_4$  oranına göre )  
**Kaynak.** Ahmed ve Krumpelt 2001



**Şekil 3.** Metan'ın  $O_2$  / metan oranının fonksiyonu olan denklem 63' e ideal olarak uyumlu bir şekilde üretilen  $H_2$ ,  $CO_2$  ve  $N_2$ ' un %' lerini vermektedir.

$x = 0$ , **SR şartlarında SR reaktörlerinden çıkan ürün % 80 hidrojen** taşımaktadır. Artan  $x$  değeri üründeki  $H_2$  konsantrasyonunu ( yoğunluğunu ) azaltmaktadır.

$x = n - p / 2$  Noktasındaki ( ki bu metan için 1'dir ) su, tüm karbonu  $CO_2$ ' e dönüştürecek yeterli miktarda  $O_2$ ' e sahiptir ve daha fazla suya ihtiyaç yoktur.

$x > ( n - p / 2 )$  gibi yüksek değerlerde ( metan için  $x > 1$  )  $H_2$ ' i suya dönüştürecek fazla  $O_2$  vardır.

Sonuçta stokiyometrik oran:

$$x = x_c = n + ( m / 4 ) - ( p / 2 ) \quad \text{' dir ve metan için 2' dir.}$$

Bütün karbon  $CO_2$ ' e ve bütün  $H_2$  suya dönüşür. Metan için (  $n = 1$ ,  $m = 4$  ve  $p = 0$  ) denklem 43' den reaksiyon ısısı;

$$\Delta H_{r, 298} = 1 * ( - 94051 ) - ( 2 * 1 - 2 x - 0 ) * ( - 68317 ) - ( - 17889 ) \text{ veya}$$

$$\Delta H_{r, 298} = 60472 - 136634 x \quad ( 0 \leq x \leq 1 ) \text{ cal / gmol} \quad ( 44 )$$

$x > 1$  **de reaksiyon ürünü sudur.** Suyun bulunduğu faza göre; reaksiyon ısısı denklem ( 45 ) ile sıvı su için, denklem ( 46 ) ile su buharı için ifade edilir.

$$\Delta H_{r, 298} = 60472 - 136634 x \text{ cal / gmol} \quad ( 45 )$$

$x > 1$ , ürün sıvı su

$$\Delta H_{r, 298} = 39434 - 115596 x \text{ cal / gmol} \quad ( 46 )$$

$x > 1$ , ürün su buharı

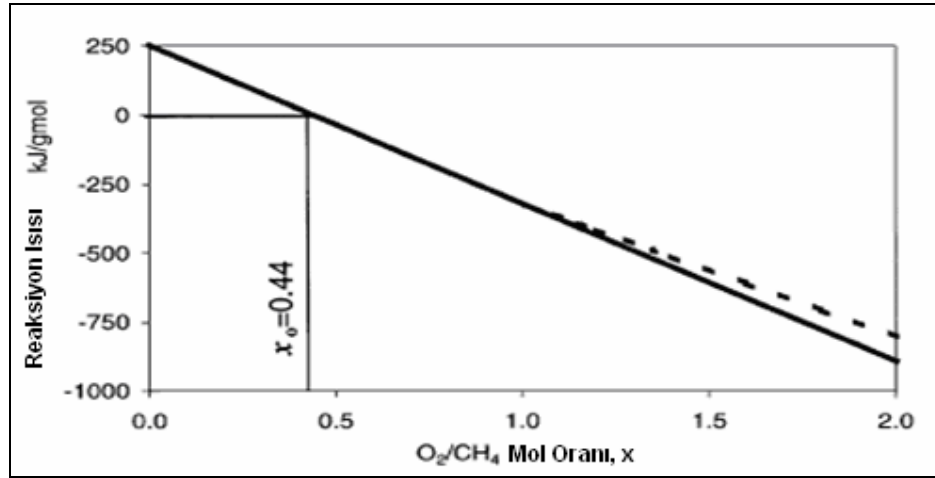
**Şekil 4.** Metan için ATR reaksiyonundaki reaksiyon ısısının değişimini vermektedir.

$x = 0$ ' da Reaksiyon çok kuvvetli endotermiktir. Artan  $O_2$  ile reaksiyon daha az endotermik olur.

Sıfır termal noktada ( 25 °C, 1 atm standart şartlarda,  $\Delta H_{r,298} = 0$  )

$x = x_0 = 0.44$ ’ dür. Bu noktanın üzerinde 25 °C’ de reaksiyon hızla exotermik hale gelir.

$x = [ n - ( p / 2 ) ] = 1$ ’ in ötesinde ( ürünün su olduğu noktada ) reaksiyon ısısını ürünün fazı belirler. Düz çizgi sıvı suyu noktalı çizgi su buharını göstermektedir.



**Şekil 4.** Metan’ın Autotermal Reaksiyonunda Isı Değişimi  
**Kaynak.** Ahmet ve Krumpelt 2001

**Proses Verimi ve Yakıt Kompozisyonu :** Yakıt işlemcisinin fonksiyonunu bir yakıtı hidrojene dönüştürmek olarak tarif edersek ( denklem 39’ daki gibi ) o zaman yakıt işlemcisinin verimi

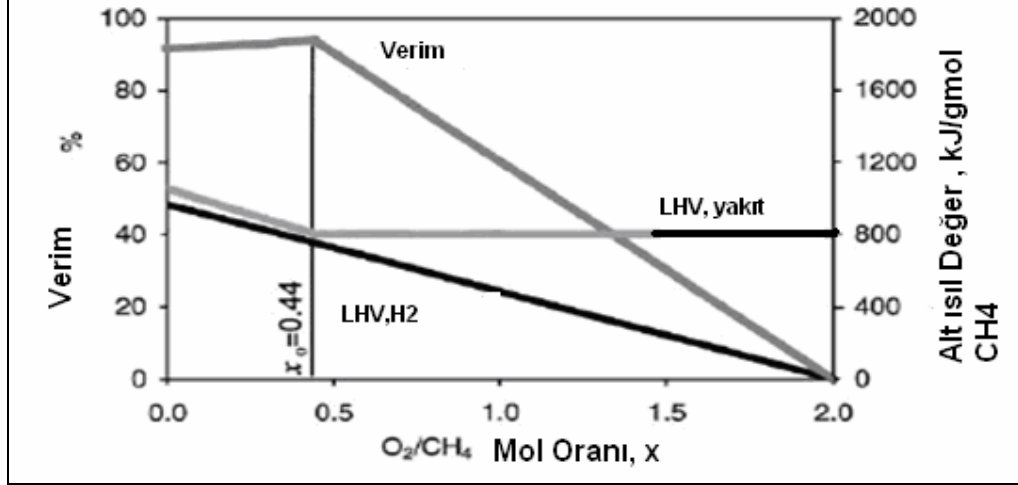
$$\% \text{ verim} = \frac{LHV_{,H_2}}{LHV_{,yakıt}} * 100 \quad \text{olur.} \quad (47)$$

$LHV_{,yakıt} = \text{Yakıtın yanma ısısı}$

$LHV_{,H_2} = \text{Elde edilen } H_2 * \text{Hidrojenin yanma ısısı} \quad , \quad \Delta H_{\text{yan}, H_2} = 57798 \text{ cal / gmol}$

$$LHV_{,H_2} = [ 2n - 2x - p + ( m / 2 ) ] * 57798 \text{ cal / gmol, } C_n H_m O_p \quad (48)$$

$x \geq x_0$  için ( reaksiyon exotermik ),  $LHV_{kul,yak}$  yakıtın yanma ısısıdır.  $x < x_0$  endotermik reaksiyon şartlarında reaksiyona gerekli enerjiyi sağlamak için ek bir miktar yakıt yakılmalıdır. **Bu yüzden, payda eksik enerjiyi üretmek için yakılan ve ayrıca reformer' de dönüşüme uğrayan yakıtı da içine alan tüketilmiş tüm yakıtın ısıtma değerini temsil etmektedir.** Şekil 5.  $O_2 /$  Yakıt Oranının metan kullanan işlemcinin verimine, tüketilen yakıtın ve çıkan hidrojen' in ısıtma değerine ( denklem 48 ) etkisini göstermektedir.



**Şekil 5.**  $O_2 / CH_4$  'ın Yakıt ve  $H_2$  Isıl Değerine ve Yakıt yenileme verimine etkisi  
**Kaynak.** Ahmed ve Krumpelt 2001

Elde edilen  $H_2$  ve LHV' si denk. 72' de lineer ilişkilidir ve bu şekilde yansıtılmıştır,  $x < x_0$  ' da reaksiyon endotermik' tir ve yakıt hazırlama reaksiyonuna ısı vermek için ilave metan gerekmektedir. Bu yüzden,  $x < x_0$  da  $x$  azalırken 1 mol metanın yenilenmesi için gereken yakıtın alt ısıtma değeri artmaktadır. Exotermik reaksiyonda ( $x > x_0$ ), ek yakıt yakmaya ihtiyaç yoktur yakıtın alt ısıtma değeri eğrisi düzdür. Her iki reaksiyonun bileşik etkisi verim eğrisine yansıtılmıştır ve  $x = x_0$  ' da maksimum teorik verim olduğu gözükmektedir, enerji ihtiyaçları dengelenmiştir bu noktada metan için **maksimum teorik verim % 93.9**' dur.

Verimdeki kayıp, sıvı halde verilen suyun buharlaşma gizli ısısına yorumlanabilir,  $LHV_{H_2}$  su buharına dönüşen  $H_2$ ' in yanmasıyla çıkan ısıdır. Diğer bir ifadeyle;

$$1 - \eta = (\text{Sıvı haldeki suyun buharl. için isted. ısı} / LHV_{CH_4}) * 100$$

$$1 - \eta = \frac{\left( \text{Giren suyun mol.sayısı, gmol} \right) * \left( \text{buharlaş. giz. ısı, cal / gmol} \right)}{LHV_{CH_4}} * 100$$

$$1 - \eta = \frac{1.12 * 10519}{191758} * 100 = \% 6.1$$

$x > x_0$  Exotermik şartlarda, reaktör sıcaklığını arttıran aşırı bir ısı çıkar, bu ürün gazlarıyla sistem dışına çıkar. Sıfır termal noktada reformer' in veriminin en yüksek olduğunu esas alırsak, yakıt formülünün prosesi nasıl etkilediği bulunabilir. 298 K' de  $CO_2$ , su ve buharın oluşum entalpileriyle beraber;

$$\eta = \frac{1.377n + 0.5m - \Delta H_{f, yak} / \Delta f, su}{1.627n + 0.5m - \Delta H_{f, yak} / \Delta H_{f, buh}} \text{ dir.} \quad (\text{Ahmed ve Krumpelt, 2001})$$

**Çizelge 13.** Farklı yakıtların reformer verimlerini göstermektedir.

**Çizelge 13.** Farklı Yakıtlar için Maksimum Teorik Yakıt Hazırlama Verimleri

$C_nH_mO_p$	$n$	$m$	$p$	$\Delta H_{r, \text{fuel}}$ (kcal/gmol)	$m/2n$	$x_0$ $\Delta H_r = 0$	Efficiency (% )
Methanol, $CH_3OH(l)$	1	4	1	-57.1	2	0.230	96.3
Methane, $CH_4(g)$	1	4	0	-17.9	2	0.443	93.9
Acetic acid, $C_2H_4O_2(l)$	2	4	2	-116.4	1	0.475	94.1
Ethane, $C_2H_6(g)$	2	6	0	-20.2	1.5	0.771	92.4
Ethylene glycol, $C_2H_6O_2(l)$	2	6	2	-108.6	1.5	0.418	95.2
Ethanol, $C_2H_6O(l)$	2	6	1	-66.2	1.5	0.608	93.7
Pentene, $C_5H_{10}(g)$	5	10	0	-5.0	1	1.595	90.5
Pentane, $C_5H_{12}(g)$	5	12	0	-35.0	1.2	1.814	91.5
Cyclohexane, $C_6H_{12}(l)$	6	12	0	-37.3	1	2.143	90.7
Benzene, $C_6H_6(l)$	6	6	0	11.7	0.5	1.784	88.2
Toluene, $C_7H_8(l)$	7	8	0	2.9	0.571	2.161	88.6
Iso-Octane, $C_8H_{18}(l)$	8	18	0	-62.0	1.125	2.947	91.2
Gasoline, $C_{7.3}H_{14.8}O_{0.1}(l)$	7.3	14.8	0.1	-53.0	1.014	2.613	90.8

**Kaynak :** Ahmed ve Krumpelt, 2001

### Ek 3. Hesaplar

#### İşletme Rejimleri:

##### Rejim 1:

$T_{SICX} < T_{SO} < T_{YH}$ , Bu rejim, şebeke suyu sıcaklıklarına göre büyük, ama  $T_{SICX}$  'den daha küçük depo sıcaklıkları için kullanılır. Kullanım suyu depodan gelen termal enerjiyle ısıtılır. Yine de depo sıcaklığı  $T_{SICX}$  ' in altında olduğu için, kullanım suyu eşanjörüyle sıcak su istenen sıcaklığa ısıtılamaz. Elektrikli ısıtıcı ile ek ısıtma yapılır.

$$T_{SO} < T_D < T_{SICX}$$

Termal ısıtma olmayınca, depodaki enerji dengesi ( şekil 3. 21. ):

$$\dot{Q}_{DG} - \dot{Q}_{DO} - \dot{Q}_K = m_D c_P \frac{dT_D}{dt} \quad (1)$$

Yakıt hücresi sisteminde mevcut ısı:

$$\dot{Q}_{DG} = \dot{Q}_{YH} = r_{TE} ( \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL} + \dot{E}_{DO} ) \quad (2)$$

$r_{TE}$ , Rejim 1 deki ortalama EYH esasına göre şık 3. 20' de gösterilen profilden hesap edilir.

Depodan kullanım suyuna transfer edilen ısı:

$$\dot{Q}_{DO} = \dot{m}_{SIC} \cdot c_P ( T_{DO} - T_{SO} ) = \dot{m}_{SIC} \cdot c_P ( T_D - T_{SO} ) [ 1 - \exp ( -UA / \dot{m}_{SIC} c_P ) ] \quad (3)$$

$T_{DO}$ , depodan çıkan suyun sıcaklığıdır.

Kullanım suyunu  $T_{DO}$  den istenen sıcak su sıcaklığına ısıtmak için elektriksel güç:

$$\dot{E}_{DO} = \frac{\dot{m}_{SIC} c_P}{K_{DO}} ( T_{SIC} - T_{DO} ) \quad (4)$$

Sıcak suyun depodaki sıcak su eşanjöründen çıkış sıcaklığı  $T_{SIC}$  dan az olduğu için istenen  $T_{SIC}$  değerine (  $T_{DO}$  dan  $T_{SIC}$  ' a ) kadar elektrikli ısıtıcı ile ısıtılıyor.

Denklem 3' den  $T_{DO}$  alınıp ( 4 ) de yerine konulunca;

$$T_{DO} = [ 1 - \exp(-UA / \dot{m}_{SIC} c_P) ] (T_D - T_{SO}) + T_{SO}$$

$$\dot{E}_{DO} = \frac{\dot{m}_{SIC} C_P}{K_{DO}} \left\{ T_{SIC} - [ T_{SO} + ( T_D - T_{SO} ) ( 1 - \exp( -UA / \dot{m}_{SIC} c_P ) ) ] \right\} \quad (5)$$

Depodan ısı kaybı:

$$\dot{Q}_K = U_K A_K ( T_D - T_{zone} ) \quad (6)$$

Denklemler 1 den – 6' ya kadar birleşirse aşağıdaki enerji dengesini verir,

$$r_{TE} \left\{ \left( \dot{E}_{LA} + \dot{E}_{KL} + \dot{E}_F + \frac{\dot{m}_{SIC} C_P}{K_{DO}} [ T_{SIC} - ( T_{SO} + ( T_D - T_{SO} ) ( 1 - \exp( -UA / \dot{m}_{SIC} c_P ) ) ) ] \right) \right\} \\ - \dot{m}_{SIC} c_P ( T_D - T_{SO} ) ( 1 - \exp( -UA / \dot{m}_{SIC} c_P ) ) - U_K A_K ( T_D - T_{zone} ) = m_D c_P \frac{d T_D}{dt}$$

Cebirsel işlem yaparak, denklem şu şekle sokulabilir;

$$\alpha - \beta T_D = m_D c_P \frac{d T_D}{dt} \quad (7)$$

$$\alpha_1 = r_{TE} \left\{ \left( \dot{E}_{LA} + \dot{E}_{KL} + \dot{E}_F + \frac{\dot{m}_{SIC} C_P}{K_{DO}} [ T_{SIC} - ( T_{SO} + ( T_D - T_{SO} ) ( 1 - \exp( -UA / \dot{m}_{SIC} c_P ) ) ) ] \right) \right\} \\ + \dot{m}_{SIC} \cdot c_P T_{SO} ( 1 - \exp( -UA / \dot{m}_{SIC} c_P ) ) + U_K A_K T_{zone} \quad (8)$$

$$\beta_1 = \dot{m}_{SIC} c_P [ 1 - \exp( -UA / \dot{m}_{SIC} c_P ) ] \left( \frac{r_{TE}}{K_{DO}} + 1 \right) + U_K A_K \quad (9)$$

Bu diferansiyel denklemin çözümü, depo sıcaklığını zamanın bir fonksiyonu olarak verir.

$$T_{D,t_2} = \frac{\alpha 1}{\beta 1} + \left[ T_{D,t_1} - \frac{\alpha 1}{\beta 1} \right] \exp \left[ \frac{3600 \beta 1}{m_D c_P} (t_2 - t_1) \right] \quad (10)$$

Denklem 11, özel bir depo sıcaklığı  $T_D$ ,  $t_2$  ye erişmek için gerekli zamanı vermek üzere yeniden düzenlenebilir;

$$t_2 = t_1 + \frac{m_D c_P}{3600 \beta 1} \ln \frac{T_{D,t_1} - \alpha 1 / \beta 1}{T_{D,t_2} - \alpha 1 / \beta 1} \quad (11)$$

Sistem çalışması, denklem ( 10 )' den saatin sonundaki sıcaklığı hesaplamak ve rejim 1' in limiti  $T_{SICX}$  ile karşılaştırılmak suretiyle modellenir. Eğer hesaplanan  $T_D$  limitler dahilinde ise sabitlenir ve saatin sonunu göstermek için  $t_2 = 1$  yapılır. Hesaplanan  $T_D$  üst limiti aşarsa o zaman  $t_2$  zamanı  $T_D = T_{SICX}$  için denk. ( 11 ) kullanılarak belirlenir. Her durumda, aşağıda çıkarılmış olan rejim 1'in denklemleri  $t_1$  ile başlangıçtan,  $t_2$  ile bitişe kadar olan rejim 1'in çıktılarını hesaplamak için kullanılır. Program, son hesaplanan tank sıcaklığını ve  $t_2$ ' yi bir sonraki alt döngünün ilk değeri olarak kullanarak matlab ile yazılmış olan “ partitioner ” alt program dosyası vasıtasıyla uygun döngüye geçer. Rejim 1' deki ilk çıktılar; kullanım suyunu ısıtmak için gerekli termal enerji (  $Q_{DO}$  ), kullanım suyunu ısıtmak için ek elektrikli ısıtıcı yükü (  $E_{DO}$  ) ve yakıt hücresi sisteminin termal enerji çıktısı (  $Q_{YH}$  ) dır. Depodan kullanım suyuna transfer edilen ısı aşağıdaki ifadeyle hesaplanır;

$$Q_{DO} = \int_{t_1}^{t_2} \dot{m}_{SIC} c_P ( T_{DO} - T_{SO} ) dt \quad (12)$$

( 3 ) ve ( 12 ) denklemlerini birleştirirsek ve zamana göre entegrasyonunu yaparsak

$$Q_{DO} = \dot{m}_{SIC} c_P \left( \exp \left[ -UA / \dot{m}_{SIC} c_P \right] - 1 \right) \left( T_{SIC} - \frac{\alpha 1}{\beta 1} \right) ( t_2 - t_1 ) \\ + \dot{m}_{SIC} c_P \frac{m_D c_P}{3600 \beta 1} \left( 1 - \exp \left[ -UA / \dot{m}_{SIC} c_P \right] \right) ( T_{D,t_2} - t_1 ) \quad (13)$$



Kullanım suyunu  $t_1$  ' den  $t_2$  ' ye ısıtmak için gerekli elektrik aşağıdaki ifadeyle hesaplanır.

$$E_{DO} = \frac{1}{K_{DO}} \left[ \dot{m}_{SIC} c_p (T_{SIC} - T_{SO}) (t_2 - t_1) - Q_{DO} \right] \quad (14)$$

Gerekli yakıt hücresi net elektrik çıktısı, termal çıktısı ve yakıt kullanımı aşağıdaki gibi hesaplanır;

$$E_{YH} = (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL}) (t_2 - t_1) + E_{DO} \quad (15)$$

Rejim 1 süresince ortalama yakıt hücresi gücü  $\dot{E}_{YH}$  bu sırada

$$\dot{E}_{YH} = E_{YH} / (t_2 - t_1) \text{ ile verilir.} \quad (16)$$

Bu ortalama güce göre  $r_{TE}$  oranı Şekil 3. 20.' den hesaplanabilir. 2 den 17'ye denklemler sistemi  $r_{TE}$  deki değişiklik % 0.1' den daha az olana kadar iterative olarak çözülür. Rejim, tipik olarak 2 iterasyonda yakınsar.  $r_{TE}$  bulunduğunda, yakıt hücresiyle sağlanan termal enerji,

$$Q_{YH} = r_{TE} E_{YH}, \text{ den bulunabilir.} \quad (17)$$

$E_{YH}$  bulunca, yakıt kullanımı,

$$F_{YH} = \frac{E_{YH}}{\zeta} \text{ den hesaplanabilir.} \quad (18)$$

$\zeta$ , Şekil 3. 21'de gösterildiği şekilde yakıt hücresinin elektrik çıktısının bir fonksiyonu olan yakıt hücresi sisteminin verimidir.

## 2. Rejim hesapları bölüm 3. 2. 2. 2.'de.

### Rejim 3 :

$T_D > T_{YHX}$ . Bu rejim, soğutma sezonu için sıcaklığı  $T_{YHX}$  den daha büyük olduğu zaman kullanılır. Yine, domestik su tümüyle depodan gelen enerji ile ısıtılır.

Ama yakıt hücresi sisteminden ısı depolama tankına ısı transferi yakıt hücresi sistemi ve depo arasındaki küçük sıcaklık farkı nedeniyle sınırlıdır.

Termal ev ısıtması yokluğunda depodaki enerji dengesi ( şekil 3.21. )

$$\dot{Q}_{DG} - \dot{Q}_{DO} - \dot{Q}_K = m_D c_P \frac{dT_D}{dt} \quad (19)$$

Yakıt hücresi gücü;

$$\dot{E}_{YH} = \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{KL} \quad (20)$$

Sağ taraftaki terimler bilinmektedir.

Yakıt hücresi sisteminden elde edilen maksimum ısı,

$$\dot{Q}_{YH} = r_{TE} \dot{E}_{YH} \text{ ' dir.} \quad (21)$$

$r_{TE}$ , yakıt hücresi gücü  $\dot{E}_{YH}$  'ye göre şekil 3. 20.' den hesaplanır.

Yüksek depo sıcaklığı nedeniyle depoya ısı transferi;

$$\dot{Q}_{DG} = \dot{Q}_{YH, \max} \frac{T_{DG} - T_D}{T_{DG} - T_{D, TAS}} \text{ ile sınırlıdır.} \quad (22)$$

Depodan domestik suya ısı transferi;

$$\dot{Q}_{DO} = \dot{m}_{SIC} c_P ( T_{SIC} - T_{SO} ) \quad (23)$$

Depodan ısı kaybı;

$$\dot{Q}_K = U_K A_K ( T_D - T_{zone} ) \quad (24)$$

19 – 24' e denklemleri birleştirirsek aşağıdaki enerji dengesini verir.

$$\dot{Q}_{YH} \frac{T_{SI} - T_D}{T_{SI} - T_{D, dsn}} = \dot{m}_{SIC} .c_P ( T_{SIC} - T_{SO} ) - U_L A_L ( T_D - T_{zone} ) = m_D c_P \frac{dT_D}{dt} \text{ dir.} \quad (25)$$

Denklem 25 şu hale konulabilir;

$$\alpha - \beta T_D = m_D c_P \frac{d T_D}{dt} \quad (26)$$

$$\alpha 3 = \dot{Q}_{YH} \frac{T_{SI}}{T_{DG} - T_X} - \dot{m}_{SIC} . c_P ( T_{SIC} - T_{SO} ) + U_K A_K T_{zone} \quad (27)$$

$$\beta 3 = \frac{\dot{Q}_{YH}}{T_{DG} - T_{D,dsn}} + U_K A_K \quad (28)$$

Bu diferansiyel denklemin çözümü zamanın bir fonksiyonu olarak tank sıcaklığını verir ;

$$T_{D,t_2} = \frac{\alpha 3}{\beta 3} + \left[ T_{D,t_1} - \frac{\alpha 3}{\beta 3} \right] \exp \left[ \frac{3600 \beta 3}{m_D c_P} (t_2 - t_1) \right] \quad (29)$$

Denklem 29, özel bir depo sıcaklığına erişmek için gereken zamanı vermesi için yeniden düzenlenebilir;

$$t_2 = t_1 + \frac{m_D c_P}{3600 \beta 3} \ln \frac{T_{D,t_1} - \alpha 3 / \beta 3}{T_{D,t_2} - \alpha 3 / \beta 3} \quad (30)$$

Sistemin çalışması, denklem ( 29 )' den saatin sonundaki sıcaklık hesaplanarak ve onu rejim 3' ün alt limitiyle (  $T_{YHX}$  ) karşılaştırarak modellenir. Eğer hesaplanan  $T_D$ , limitten daha büyükse sabitlenir ve saatin sonunu göstermek için  $t_2 = t_1$  olur. Yine de eğer hesaplanan  $T_D$ , limitten daha az ise o zaman  $t_2$  zamanı  $T_D = T_{YHX}$  için denklem ( 30 ) kullanılarak belirlenir. Herhangi bir durumda, rejim 3'ün aşağıda çıkarılan denklemleri  $t_1$  ' den  $t_2$  zamanına kadar çıktılarının hesabında kullanılır.

Program, partitioner dosyası sayesinde son hesaplanan tank sıcaklığı ve bir sonraki alt rejim için başlangıç değeri olarak  $t_2$  ' yi kullanarak uygun döngüye geçer. Bu döngüde hesaplanan çıktılar; domestik su ısıtılması için kullanılan termal enerji (  $Q_{bo}$  ), çevreye atılan termal enerji (  $Q_C$  ), Y.H. elektrik çıktısı (  $E_{YH}$  ), kullanılan yakıt enerjisi (  $Y_{YH}$  ) ve yakıt hücresi sisteminin termal enerji çıktısıdır (  $Q_{YH}$  ).

Isı depolama tankından domestik suya ısı transferi aşağıdaki ifade ile hesaplanır.

$$Q_{DO} = \dot{m}_{SIC} c_p (T_{SIC} - T_{SO}) (t_2 - t_1) \quad (31)$$

$$Q_C = \int_{t_1}^{t_2} (\dot{Q}_{YH} - \dot{Q}_{DG}) dt = r_{TE} \dot{E}_{YH} (t_2 - t_1) - \int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{DG} dt \quad (32)$$

22, 29 ve 30 Denklemlerinden ve 32 denkleminin değerlendirilmesinden;

$$Q_C = r_{TE} E_{YH} (t_2 - t_1) - \frac{Q_{YH}}{T_{DG} - T_{D,TAS}} + \left[ \left( T_{DG} - \frac{\alpha 3}{\beta 3} \right) (t_2 - t_1) + \frac{m_D C_p}{3600 \beta 3} (T_{D,t_2} - T_{D,t_1}) \right] \quad ..(33)$$

Gerekli yakıt hücresi sisteminin net elektrik çıktısı, termal çıktısı ve yakıt kullanımı şu şekilde hesaplanabilir.

$$E_{YH} = E_{YH} (t_2 - t_1) \quad (34)$$

$$Q_{YH} = r_{TE} E_{YH} \quad (35)$$

ζ, Şekil 3. 20.' deki gibi yakıt hücresi elektrik gücünün  $E_{YH}$ ' nin bir fonksiyonu olan yakıt hücresi sisteminin verimidir.

#### Rejim 4 :

Bu rejim,  $T_{SIC, X}$ ' den daha az termal depolama sıcaklıkları için kullanılır. Domestik su, tanktan gelen termal enerjiyle ve elektrikli ısıtıcıyla ısıtılır.

Çünkü, bu rejim sırasında su sıcaklığı sadece tek bir depodan olan ısı transferiyle istenen  $T_{SIC}$  seviyesine çıkarılamaz. Ayrıca, ev ısıtılması termal enerjiyle karşılanamaz, ısı pompası ve ek elektrikli ısıtıcı bütün evin ısıtma ihtiyacını karşılamalıdır.

Termal ev ısıtmasının yokluğunda depodaki enerji dengesi ( şekil 3. 21. )

$$\dot{Q}_{DG} - \dot{Q}_{DO} - \dot{Q}_K = m_D c_p \frac{dT_D}{dt} \quad (36)$$

Yakıt hücresi sisteminden elde edilen ısı;

$$\dot{Q}_{DG} = \dot{Q}_{YH} = r_{TE} (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{EI} (\dot{Q}_I) + \dot{E}_{DO}) \quad (37)$$

Isı pompası sistemi tarafından kullanılan güç ( $\dot{E}_{EI}$ ), ev için gerekli ısıtma miktarının bir fonksiyonudur. Bölüm 3. 2. 2. 2.' deki 73'den 80'e kadar olan denklemler bu fonksiyonun detaylarını vermektedir. Depodan domestik suya ısı transferi ve domestik suyu ısıtmak için elektrik gücü, sırası ile denklem 3 ve 5 ile verilmektedir. Yakıt hücresi sisteminin termal çıktısının elektriksel çıktıya oranı  $r_{TE}$ , ortalama  $E_{YH}$ ' ye göre çizilmiş olan **şekil 3. 20.**' de gösterilen profilden hesaplanır. Termal depodan olan ısı kaybı;

$$\dot{Q}_K = U_K A_K (T_D - T_{zone}) \quad (38)$$

Denklemler 3, 5, 36, 37, 38 ve bölüm 3. 2. 2. 2.' deki 73' den 80'e kadar olan denklemleri birleştirirsek aşağıdaki enerji dengesini verir;

$$r_{TE} \left\{ \left( \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{EI} (\dot{Q}_I) + \frac{\dot{m}_{SIC} c_P}{K_{DO}} [T_{SIC} - (T_{SO} + (T_D - T_{SO}) (1 - \exp(-UA / \dot{m}_{SIC} c_P)))] \right) \right\}$$

$$- \dot{m}_{SIC} c_P (T_D - T_{SIC}) (1 - \exp(-UA / \dot{m}_{SIC} c_P)) - U_L A_L (T_D - T_{zone}) = m_D c_P \frac{d T_D}{dt}$$

denklem 39 şu forma sokulabilir; ... (39)

$$\alpha - \beta T_D = m_D c_P \frac{d T_D}{dt} \quad (40)$$

$$\alpha 4 = r_{TE} \left[ \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{EI} (\dot{Q}_I) + \frac{\dot{m}_{SIC} c_P}{K_{DO}} (T_{SIC} - T_{SO} \exp(-UA / \dot{m}_{SIC} c_P)) \right]$$

$$\dot{m}_{SIC} c_P T_{SO} [1 - \exp(-UA / \dot{m}_{SIC} c_P)] + U_K A_K T_{zone} \quad (41)$$

$$\beta 4 = \dot{m}_{SIC} c_P [1 - \exp(-UA / \dot{m}_{SIC} c_P)] \left( \frac{r_{TE}}{K_{DO}} + 1 \right) + U_L A_L \quad (42)$$

Bu diferansiyel denklemin çözümü tank sıcaklığını zamanın fonksiyonu olarak verir.

$$T_{D,t_2} = \frac{\alpha 4}{\beta 4} + \left[ T_{D,t_1} - \frac{\alpha 4}{\beta 4} \right] \exp \left[ - \frac{3600 \beta 4}{m_D c_P} (t_2 - t_1) \right] \quad (43)$$

Denklem 43, özel bir  $(T_D, t_2)$  depo sıcaklığına erişmek için gerekli zamanı vermek üzere yeniden düzenlenebilir.

$$t_2 = t_1 + \frac{m_D c_P}{3600 \beta 4} \ln \frac{T_{D,t_1} - \alpha 4 / \beta 4}{T_{D,t_2} - \alpha 4 / \beta 4} \quad (44)$$

Sistemin çalışması, denklem 43' den saatin sonundaki tank sıcaklığını hesaplamak ve onu rejim 4' ün çalışma limiti  $(T_{SICX})$  ile karşılaştırmak suretiyle modellenir. Eğer hesap edilen  $T_D$ , limitten daha az ise sabitlenir ve saatin sonunu göstermek için  $t_2 = 1$  yapılır. Hesaplanan  $T_D$  üst limiti aşarsa, o zaman  $t_2$  zamanı  $T_D = T_{SICX}$  için kararlaştırılır. Her iki halde de döngünün başladığı  $t_1$  den bittiği  $t_2$  anına kadar tüm çıktılar elde edilen denklemlerle bulunur. Daha sonra, program bulunan depo sıcaklığı ve bir sonraki döngü için ilk değer olarak  $t_2$  'yi kullanan partitioner kodu üzerinden uygun döngüye geçer. Eğer  $t_2$  sürenin bittiğini göstermekte ise, o zaman program bir sonraki saatin başlangıcına geçer. Bu rejimde hesap edilen çıktılar; domestik su ısıtması için termal enerji  $(Q_{DO})$ , domestik su ısıtması için elektrik enerjisi  $(E_{DO})$ , ısı pompası sisteminin değişkenleri, elektrik çıktısı  $(E_{YH})$ , yakıt kullanımı  $(Y_{YH})$ , yakıt hücresi sisteminin termal enerji çıktısı  $(Q_{YH})$  dır.

Depodan domestik sıcak suya ısı transferi ve su ısıtılması için gerekli elektrik 13 ve 14. denklemlerle hesaplanır.

Isı pompası sisteminin değişkenleri, ısı pompası çevrimiyle temin edilen ev ısıtması  $(Q_{IP})$ , yedek ısıtma  $(Q_{YED})$ , kompresörün elektrik kullanımı  $(E_{IP})$ , yedek ısıtıcı için kullanılan elektrik  $(E_{yed})$  ve defrost için kullanılan elektrik  $(E_{def})$  dir. Elektrikli ev ısıtması için gerekli  $(E_{E1})$ , kompresör, yedek ısıtıcı ve defrost için gerekli elektriğin toplamıdır. Bütün ısı pompası sisteminin ( Bölüm 3. 2. 2.' de 73 – 80 ) denklemleri  $(t_2 - t_1)$  süresi için çözümlür.

Gerekli yakıt hücresi siteminden beklenen net elektrik, rejimde 4' deki yakıt hücresinin ortalama gücü, yakıt kullanımı ve termal çıktısı aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$E_{YH} = (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_{EI}(\dot{Q}_I) + \dot{E}_F)(t_2 - t_1) + \dot{E}_{DO} \quad (45)$$

$$\dot{E}_{YH, \text{ort}} = E_{YH} / (t_2 - t_1) \quad (46)$$

$$Q_{YH} = r_{TE} E_{YH} \quad (47)$$

$$Y_{YH} = \frac{E_{YH}}{\zeta} \quad (48)$$

$\zeta$ , Yakıt hücresi sisteminin verimini ( şekil 3. 20.' deki gibi ) ortalama yakıt hücresi elektrik gücünün (  $E_{YH}$ ' nin ) bir fonksiyonu olarak vermektedir.  $r_{TE}$  Oranı ayrıca şekil 3. 20.' de verilen ilişkiye göre ortalama yakıt hücresi gücü  $E_{YH, \text{ort}}$ ' den kararlaştırılabilir. 36' dan 48'e Denklemler sistemi  $r_{TE}$  yakınsayana kadar iteratif olarak çözülür. Rejim tipik olarak 2 iterasyonda yakınsar.

### Rejim 5 :

Bu rejim depo sıcaklıkları  $T_{SIC,X}$ 'den büyük ama  $T_{DL}$ ' den küçük olunca kullanılır. Bu rejim sırasında domestik su, tanktan gelen termal enerji ile ısıtılır ama termal ev ısıtması yoktur. Ev ısıtması, ısı pompası ile ve ek elektrikli ısıtıcıyla temin edilir. Termal ev ısıtmasının yokluğunda depodaki enerji dengesi ( şekil 3. 21. ) aşağıdaki denklemi verir.

$$\dot{Q}_{DG} - \dot{Q}_{DO} - \dot{Q}_K = m_D c_P \frac{dT_D}{dt} \quad (49)$$

Yakıt hücresi gücü:

$$\dot{E}_{YH} = (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_{EI}(\dot{Q}_I) + \dot{E}_F) \quad (50)$$

Elektrikli aydınlatma ve elektrikli cihazlar ile fan gücü bilinmektedir ve ısı pompasının kullandığı güç (  $E_{EI}$  ), ev için gerekli ısıtmanın bir fonksiyonudur.

Bölüm 3. 2. 2. 2.' deki denklemler 73 – 79 bu fonksiyonun detaylarını verir.

Yakıt hücresi sisteminden gelen ısı:

$$\dot{Q}_{DG} = \dot{Q}_{YH} = r_{TE} \dot{E}_{YH} \quad (51)$$

$r_{TE}$ , yakıt hücresi gücü  $E_{YH}$ ' ye göre şekil 3. 20.' deki profilden hesaplanır. Domestik su, ısıtması için gerekli ısı şu denklem ile verilir.

$$\dot{Q}_{DO} = \dot{m}_{SIC} c_P (T_{SIC} - T_{SO}) \quad (52)$$

Termal depolama tankından olan ısı kaybı;

$$\dot{Q}_K = U_K A_K (T_D - T_{zone}) \quad \text{ile bulunur.} \quad (53)$$

49' Dan 53' e kadar olan denklemleri birleştirirsek aşağıdaki enerji dengesini verir.

$$r_{TE} ( \dot{E}_{LA} + \dot{E}_{EI} + \dot{E}_F ) - \dot{m}_{SIC} c_P ( T_{SIC} - T_{SO} ) - U_L A_L ( T_D - T_{zone} ) = m_D c_P \frac{d T_D}{dt} \quad \dots(54)$$

$r_{TE}$ , şekil 3. 20.' deki gibi hesaplanır ve  $\dot{E}_{EI}$ , 49' dan 54' e kadar olan denklemler vasıtasıyla bulunur. Denklem ( 54 ) aşağıdaki forma sokulabilir.

$$\alpha - \beta T_D = m_D c_P \frac{d T_D}{dt} \quad (55)$$

$$\alpha_5 = r_{TE} [ \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F + \dot{E}_{EI} ( \dot{Q}_I ) ] - \dot{m}_{SIC} c_P ( T_{SIC} - T_{SO} ) + U_K A_K ( T_D - T_{zone} ) \quad (56)$$

$$\beta_5 = U_K A_K \quad (57)$$

Bu diferansiyel denklemin çözümü zamanın bir fonksiyonu olarak depo sıcaklığını verir.

$$T_{D,t_2} = \frac{\alpha_5}{\beta_5} + [ T_{D,t_1} - \frac{\alpha_5}{\beta_5} ] \exp[ - \frac{3600 \beta_5}{m_D c_P} ( t_2 - t_1 ) ] \quad (58)$$



Denklem 58, özel tank sıcaklığı (  $T_{D,t_2}$  ) ye ulaşmak için gerekli zamanı vermek üzere yeniden düzenlenebilir;

$$t_2 = t_1 + \frac{m_D c_P}{3600 \beta 5} \ln \frac{T_{D,t_1} - \alpha 5 / \beta 5}{T_{D,t_2} - \alpha 5 / \beta 5} \quad (59)$$

Sistemin çalışması, denklem 58' den saatin sonundaki depo sıcaklığını hesaplamak ve onu rejim 5' in çalışma limitleri  $T_{SICX}$  ve  $T_{DL}$  limitleri ile karşılaştırmak suretiyle modellenir. Eğer hesaplanan  $T_D$  limitler arasındaysa, o zaman sabitlenir ve saatin sonunu göstermek için  $t_2 = 1$  olur.

Yine de hesaplanan  $T_D$  üst limiti aşarsa veya alt limitten küçükse o zaman  $t_2$  zamanı sırasıyla  $T_D = T_{DL}$  ya da  $T_D = T_{SICX}$  için belirlenir. Bütün bu durumlarda rejim 5' in denklemleri ( aşağıda çıkarılmıştır ) aktif olduğu  $t_1$ ' den bittiği  $t_2$ ' ye kadar olan çıktıları hesaplamak için kullanılır. Program, son hesaplanan tank sıcaklığını ve sonraki döngünün ilk değeri olarak  $t_2$ ' yi kullanan “ partitioner ” kodu sayesinde uygun döngüye geçer ( eğer  $T_D > T_{DL}$  ise rejim 6' ya veya eğer  $T_D > T_{SICX}$  ise rejim 4' e ). Bu döngüde hesaplanan çıktılar; domestik su ısıtması için termal enerji (  $Q_{DO}$  ), ısı pompası değişkenleri, Y.H. elektrik çıktısı (  $E_{YH}$  ), yakıt kullanımı (  $Y_{YH}$  ) ve yakıt hücresi sisteminin termal enerji çıktısı (  $Q_{YH}$  ) dir. Depodan domestik suya ısı transferi şu ifade ile hesaplanır;

$$Q_{DO} = \dot{m}_{SIC} c_P (T_{SIC} - T_{SO}) (t_2 - t_1) \quad (60)$$

Isı pompası sistemleriyle ilgili değişkenler; ısı pompası çevriminden temin edilen ev ısıtması (  $Q_{IP}$  ), yedek ısıtma (  $Q_{YED}$  ), kompresörde kullanılan elektrik (  $E_{IP}$  ) yedek ısı için kullanılan elektrik (  $E_{YED}$  ) ve defrost için kullanılan elektrik (  $E_{DEF}$  ), elektrikli ev ısıtması için gerekli elektrik (  $E_{EI}$  ), kompresör için gerekli elektriğin, yedek ısıtmanın ve defrost'un ihtiyacı olan elektriğin toplamıdır. Tüm ısı pompası değişkenleri  $t_2 - t_1$  periyodu için bölüm 3. 2. 2. 2.' deki denklemler 73 – 80' in çözümüyle bulunur. Yakıt hücresi sisteminden alınması gereken net elektrik, yakıt kullanım miktarı ve termal çıktı şöyle hesaplanabilir;

$$E_{YH} = (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_{EI} (\dot{Q}_I) + \dot{E}_F) (t_2 - t_1) \quad (61)$$

$$Q_{YH} = r_{TE} E_{YH} \quad (62)$$

$$Y_{YH} = \frac{E_{YH}}{\zeta} \quad (63)$$

$\zeta$ , Şekil 3. 20.' deki gibi Y.H.'nin elektrik gücü  $E_{YH}$ ' nin bir fonksiyonu olarak yakıt hücresi sisteminin verimini vermektedir.

### Rejim 6. bölüm 3. 2. 2. 2.'de.

#### Rejim 7 :

$T_D > T_{YHX}$ . Bu rejim, depo sıcaklıkları  $T_{YHX}$ ' den büyük olduğu durumlar için kullanılır. Domestik su ısıtma ve hacim ısıtması tümüyle tanktan gelen termal enerjiyle sağlanır. Yakıt hücresi sisteminden termal depolama tankına ısı transferi sınırlıdır, çünkü yakıt hücresi sistemi ve termal depolama tankı sıcaklığı arasındaki fark küçüktür. Depodaki enerji dengesi ( şekil 3. 21. ) ;

$$\dot{Q}_{DG} - \dot{Q}_{TI} - \dot{Q}_{DO} - \dot{Q}_K = m_D c_P \frac{dT_D}{dt} = 0 \quad \text{dır.} \quad (64)$$

Yakıt hücresi gücü;

$$\dot{E}_{YH} = \dot{E}_{LA} + \dot{E}_F \quad \text{ile bulunur.} \quad (65)$$

Aydınlatmalar ve cihazlar ve fan gücü bilinmektedir. Yakıt hücresinden elde edilen ısı .

$$\dot{Q}_{YH} = r_{TE} \dot{E}_{YH} \quad (66)$$

$r_{TE}$ ,  $E_{YH}$  ' ye göre çizilmiş şekil 3. 20. de gösterilen profilden hesaplanır. Yüksek tank sıcaklığı nedeniyle depoda ısı transferi;

$$\dot{Q}_{DG} = \dot{Q}_{YH} * \frac{(T_{DG} - T_D)}{(T_{DG} - T_{D,TAS})} \quad \text{ile sınırlıdır.} \quad (67)$$

Termal depodan domestik suya ısı transferi;

$$\dot{Q}_{DO} = \dot{m}_{SIC} c_p (T_{SIC} - T_{SO}) \quad \text{ile verilir.} \quad (68)$$

Ev ısıtma yükünün tümü aşağıdaki gibi depodan elde edilen termal enerjiyle karşılanır.

$$\dot{Q}_{TI} = \dot{Q}_I \quad (69)$$

Termal depolama tankından ısı kaybı ;

$$\dot{Q}_K = U_K A_K (T_D - T_{zone}) \quad (70)$$

64' Den 69' a kadar olan denklemleri birleştirirsek aşağıdaki enerji dengesini buluruz;

$$\dot{Q}_{YH} \frac{T_{DG} - T_D}{T_{DG} - T_{D,TAS}} - \dot{Q}_I - \dot{m}_{SIC} c_p (T_{SIC} - T_{SO}) - U_K A_K (T_D - T_{zone}) = m_D c_p \frac{dT_D}{dt} \quad (71)$$

Denklem 71 şu hale getirilebilir;

$$\alpha - \beta T_D = m_D c_p \frac{dT_D}{dt} \quad \text{dir.} \quad (72)$$

$$\alpha\beta = \dot{Q}_{YH} \frac{T_{DG} - T_D}{T_{DG} - T_{D,TAS}} - \dot{Q}_I - \dot{m}_{SIC} c_p (T_{SIC} - T_{SO}) + U_K A_K (T_D - T_{zone}) \quad (73)$$

$$\beta\beta = \frac{\dot{Q}_{YH}}{T_{DG} - T_{D,TAS}} + U_K A_K T_{zone} \quad (74)$$

Bu diferansiyel denklemin çözümü zamanın bir fonksiyonu olarak depo sıcaklığını verir.

$$T_{D,t_2} = \frac{\alpha\beta}{\beta\beta} + \left[ T_{D,t_1} - \frac{\alpha\beta}{\beta\beta} \right] \exp \left[ -\frac{3600\beta\beta}{m_D c_p} (t_2 - t_1) \right] \quad (75)$$

Denklem 75, özel bir tank sıcaklığı  $T_{D, t_2}$  'ye erişmek için gerekli zamanı vermesi amacıyla yeniden düzenlenebilir.

$$t_2 = t_1 + \frac{m_D c_p}{3600 \beta \gamma} \ln \frac{T_{D, t_1} - \alpha \gamma / \beta \gamma}{T_{D, t_2} - \alpha \gamma / \beta \gamma} \quad (76)$$

Sistemin çalışması denklem 74' den saatin sonundaki sıcaklığı hesaplayarak ve rejim 7' nin alt limiti ( $T_{YH X}$ ) ile karşılaştırarak modellenir. Eğer hesaplanan  $T_{D,}$  limitten daha fazla ise sabit tutulur ve saatin sonunu göstermek için  $t_2 = 1$  alınır. Yine de hesaplanan  $T_D$  limitten daha az ise o zaman  $t_2$  zamanı denklem 76,  $T_D = T_{YH X}$  için çözümlenerek bulunur.

Herhangi bir durumda rejim 7' nin denklemleri ( aşağıda çıkarılmıştır ) aktiflendiği  $t_1$  ' den bittiği  $t_2$  ' ye kadar çıktılarının hesabı için kullanılır. Program partitioner kodu sayesinde, bir sonraki döngünün başlangıç değerleri olarak son hesaplanan tank sıcaklığını ve  $t_2$  ' yi kullanarak uygun döngüye geçer. Bu döngüde hesaplanan çıktılar; domestik su ısıtması için termal enerji ( $Q_{DO}$ ), ev ısıtması için termal enerji ( $Q_{TI}$ ), çevreye atılan termal enerji ( $Q_C$ ), elektrik çıktısı ( $E_{YH}$ ), yakıt kullanımı ( $Y_{YH}$ ) ve yakıt hücresi sisteminin termal enerji çıktısı ( $Q_{YH}$ )' dir. Depodan domestik suya ısı transferi aşağıdaki ifade ile hesaplanır.

$$Q_{DO} = \dot{m}_{SIC} c_p (T_{SIC} - T_{SO}) (t_2 - t_1) \quad (77)$$

Depodan ev ısıtması için eve olan ısı transferi şöyle hesaplanır;

$$Q_{TI} = \dot{Q}_I (t_2 - t_1) \quad \text{dir.} \quad (78)$$

Çevreye atılmak zorunda kalınan termal enerji şu şekilde hesaplanır;

$$Q_C = \int_{t_1}^{t_2} (\dot{Q}_{YH} - \dot{Q}_{DG}) dt = \Gamma_{TE} \dot{E}_{YH} (t_2 - t_1) - \int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{DG} .dt \quad (79)$$

Denklem 67, 75 ve 76 yerine konduğunda ve denklem 79'ün entegrali alındığında;

$$Q_C = r_{TE} \dot{E}_{YH} (t_2 - t_1) - \frac{\dot{Q}_{YH}}{T_{DG} - T_{D,TAS}} \left[ \left[ T_{DG} - \frac{\alpha \gamma}{\beta \gamma} \right] (t_2 - t_1) + \frac{m_D C_P}{3600 \beta \gamma} (T_{D,t_2} - T_{D,t_1}) \right]$$

bulunur ...( 80 )

Yakıt hücresi sisteminin net elektrik çıktısı, termal çıktı ve yakıt kullanımı şöyle hesaplanabilir;

$$E_{YH} = (\dot{E}_{LA} + \dot{E}_F) (t_2 - t_1) \quad (81)$$

$$Q_{YH} = r_{TE} E_{YH} \quad (82)$$

$$Y_{YH} = \frac{E_{FC}}{\zeta} \quad (83)$$

Şekil 3. 20.' deki gibi (E<sub>YH</sub>) yakıt hücresi sisteminin verimidir.

### Diferansiyel Denklemin Çözümü:

$$\alpha - \beta T_D = m_D C_P \frac{dT_D}{dt}$$

$$\frac{dt}{A} = \frac{dT}{\alpha - \beta T}$$

$$\frac{dt}{A} = \frac{1}{\alpha - \beta T} dT, \quad \alpha - \beta T = y, \quad -\beta dT = dy, \quad dT = -\frac{dy}{\beta}$$

$$\int \frac{dt}{A} = \frac{1}{y} * \int \left( -\frac{dy}{\beta} \right)$$

$$t = -\frac{A}{\beta} \ln y + C \quad \begin{array}{l} t = 0 \\ T = T_1 \end{array} \text{ iken}$$

$$C = \frac{A}{\beta} \ln y = \frac{A}{\beta} \ln(\alpha - \beta T_1)$$

$$t = -\frac{A}{\beta} \ln(\alpha - \beta T) + \frac{A}{\beta} \ln(\alpha - \beta T_1)$$

$$t = -\frac{A}{\beta} \ln \frac{\alpha - \beta T}{\alpha - \beta T_1}$$

$$\frac{\alpha - \beta T}{\alpha - \beta T_1} = e^{-\frac{t}{A/\beta}} = e^{-\frac{3600\beta}{m_D C_p} (t_2 - t_1)}$$

$$\frac{T_{D,t1} - \frac{\alpha}{\beta}}{T_{D,t2} - \frac{\alpha}{\beta}} = e^{\frac{3600\beta}{m_D C_p} (t_2 - t_1)}$$

$$T_{D,t1} - \frac{\alpha}{\beta} = \left( T_{D,t2} - \frac{\alpha}{\beta} \right) e^{\frac{3600\beta}{m_D C_p} (t_2 - t_1)},$$

#### Ek 4. Maliyetler

##### Depo Fiyatları:

TS 316 Paslanmaz çelik, 5 cm cam yünü izoleli ( **Done mühendislik 2006 BF** )

250 lt - 420 `E

350 lt - 496 `E

500 lt - 610 `E

300 lt - 458 `E

400 lt - 534 `E

750 lt - 802 `E

325 lt - 496 `E

450 lt - 572 `E

E: Euro

**Ek 5.** Literatürdeki benzer çalışmalar ile karşılaştırma:

Güneş' in çalışmasında ele alınan evin özellikleri **Çizelge 14.**' de ve enerji kullanımı aşağıda **Çizelge 15.**' tedir.

**Çizelge 14.** Tipik Amerikan Evinin Özellikleri

<b>Binanın Büyüklüğü</b>	
Şartlandırılan Alan	195 m <sup>2</sup>
Şartlandırılan Hacim	475.7 m <sup>3</sup>
Pencere Alanı	14.9 m <sup>2</sup>
Çatı Hacmi	237.9 m <sup>3</sup>
Bodrum	59.5 m <sup>3</sup>
<b>Malzeme özellikleri</b>	
Bodrum Duvarları	10.2 cm Tuğla
Döşeme	R 19* İzolasyon, 1.9 cm Sert Levha
Duvarlar <sup>†</sup>	10.2 cm Tuğla, R 11** İzolasyon
Pencereler	Çift camlı
Tavan	R 30*** İzolasyon, 1.27 cm Gypsum Levha
Dam	Asfalt kaplı, Kontraplak
<b>Enfiltrasyon</b>	
Şartlandırılan Hacim	0.8 * Hacim hava değişimi / saat
Çatı ve Bodrum	1.2 * Hacim hava değişimi / saat

**Kaynak :** Güneş 2001

<sup>†</sup> U Değeri yaklaşık 0.23 – 0.25 W / m<sup>2</sup> K' eşittir.

\* R 19 Belirli kalınlıktaki izolasyon malzemesinin ısı direnci olup değeri 19 ft<sup>2</sup>° F.h / Btu' dur.

\* R 11 Belirli kalınlıktaki izolasyon malzemesinin ısı direnci olup değeri 11 ft<sup>2</sup>° F.h / Btu' dur.

\* R 30 Belirli kalınlıktaki izolasyon malzemesinin ısı direnci olup değeri 30 ft<sup>2</sup>° F.h / Btu' dur.

**Çizelge 15.** Gazlı ve elektrikli klasik sistemle bir Amerikan evinin enerji kullanımı

	Atlanta			Chicago		
	SEER 10	SEER 12	SEER 14	SEER 10	SEER 12	SEER 14
Aydınlatma + elk.li Cihazlar ( kWe )	4712	4712	4712	4712	4712	4712
Fan ( kWe )	303	303	303	440.5	440.5	440.5
Ev Soğ. ( kWe )	2858	2536	2250	1734	1539	1367
<b>Toplam Elk. ( kWhe )</b>	<b>7873</b>	<b>7551</b>	<b>7265</b>	<b>6887</b>	<b>6692</b>	<b>6519</b>
Ev Isıtma ( kWh )	8431	8431	8431	19100	19100	19100
Su Is.( kWh )+Kayıp Isı	5159	5159	5159	5932	5932	5932
Gazlı cih.ile ev ısıt. enerjisi, $\eta_{GAZ} = \% 85$	9919	9919	9919	22470	22470	22470
Gazlı cih.ila dom.su ısıtma enerjisi, $\eta_{ISITICI} = \% 70$	7370	7370	7370	8474	8474	8474
<b>Toplam Doğalgaz ( MJ )</b>	<b>62240</b>	<b>62240</b>	<b>62240</b>	<b>111400</b>	<b>111400</b>	<b>111400</b>

**Kaynak:** Güneş 2001



**Çizelge 16.** Tipik Bursa Evinin Yapısal Özellikleri

<b>Binanın Büyüklüğü</b>	
Şartlandırılan alan	115 m <sup>2</sup>
Şartlandırılan hacim	310 m <sup>3</sup>
Dış duvar alanı	134 m <sup>2</sup>
Pencere alanı	13.4 m <sup>2</sup>
<b>Malzeme özellikleri</b>	
Döşeme	Ahşap parke
Duvarlar ( iç ve dış yüzeyde 2 cm sıvalı )	19 cm delikli tuğla, 6 cm styropor
Pencereler	Çift camlı, çerçeve plastik doğramalı
Tavan	5 cm styropor izolasyonlu
Dam	Asfalt kaplı, kontraplak
<b>Enfiltrasyon</b>	
Şartlandırılan hacim	1 * Hacim ( hava değişimi / saat )

**Çizelge 17.** Gazlı ve elektrikli klasik sistemle Bursa' daki bir evin enerji kullanımı

<b>Bursa</b>	
Aydınlatma + elk.li Cihazlar ( kWe )	2456
Fan ( kWe )	1077
Ev Soğ. ( kWe )	1167
<b>Toplam Elk. ( kWhe )</b>	<b>4700</b>
Ev Isıtma ( kWh )	15326
Su Is.( kWh )+Kayıp Isı	2511
Gazlı cihaz ile ev ısıtma enerjisi ( $\eta_{GAZ} = \% 85$ )	18030
Gazlı cih.ile dom.su ısıtma enerjisi ( $\eta_{ISITICI} = \% 75$ )	3348
<b>Toplam Doğalgaz ( MJ )</b>	<b>76961</b>

Yukarıdaki değerler ( Çizelge 16 ve17 ) Çizelge 4.12 ve 4.14 ile aynıdır.

**Çizelge 18.** Farklı SEER Değerleri için TES' le Bursa' daki bir evin enerji kullanımı

	<b>Bursa</b> <b>4 kW PEMFC, 350 Lt Depo</b>		
	SEER 10	SEER 12	SEER 14
Aydınlatma + elk.li cihazlar + fan ( kWh e ) $E_{LA} + E_F$	3532.7	3532.7	3532.7
Soğutma ( kWh e )	1167.5	1167.5	1167.5
Elektrikli ev ısıtma $E_{EI}$ ( kWh e )	3778.3	3622	3465.5
Elektrikli su ısıtma $E_{DO}$ ( kWh e )	48	52.2	56.7
<b>Toplam Elk. <math>E_{YH}</math> (kWhe)</b>	8526.5	8374.5	8222.5
Termal Ev Isıtma $Q_{TI}$ ( kW )	2313.7	2177.4	2043.1
Termal Su Isıtma $Q_{DO}$ ( kW )	2684.6	2680.3	2675.8
Çevreye Atılan Isı $Q_C$ ( kW )	841	841	841
Depodan Kaybolan Isı $Q_K$ ( kW )	964.9	962.1	959.2
<b>Toplam Isı <math>Q_{YH}</math> ( kW )</b>	<b>6803.4</b>	<b>6660</b>	<b>6518.4</b>
<b>Yakıt Enerjisi <math>Y_{YH}</math> ( MJ )</b>	<b>78544.8</b>	<b>77000.4</b>	<b>75466.8</b>
TES Kojenerasyon Verimi ( % )	70.26	70.29	70.31
Yakıt Kullanım Verimi ( % )	61.98	61.86	61.73

**Alanne ve ark.** çalışmasında, SOFC li bir mikro kojenerasyon sistemi tek ailelik bir ev için çalıştırılmaktadır. Model kapasiteleri 1, 2, 3, 4 ve 5 kW olan 5 adet SOFC' e uygulanmış. Domestik su ısıtma verimi % 82 alınmış olup, SOFC kullanımında ısı depolama tankı ve domestik su sistemi arasında önemli bir fark olmamasından ve bu nedenle tankın ısı kaybının elektrikli domestik su ısıtıcılarınınki ile rekabet edebilir seviyede olmasından uygun olduğu belirtilmiştir. Çalışmada 3000 Lt' ye kadar ısı depoları araştırılmış, ama depoyu 1000 lt' den 3000 lt' ye çıkarmanın önemli olmadığı ispatlanmış, böylece küçük hacim ve yatırımı nedeniyle 1000 lt' lik bir tank seçilmiş. Kanada evi için enerji gereksinimleri **çizelge 19'** da, farklı SOFC kapasiteli bir CHP ile ( Bileşik ısı güç sistemi ) enerji kullanımı aşağıda **çizelge 20.** dedir.

**Çizelge 19.** HOT 2000 Bina simülasyon programına göre Kanada'daki CHP li bir evin enerji sarfiyatı ( kWh / yıl)

HOT 2000 <sup>a</sup> e göre binanın enerji tüketimi			
	Gazlı cihaz	Sıvı yakıtlı cihaz	Elektrikli ısıtıcı
<b>Ottawa</b>			
Ev ısıtma	15421	15589	15319
Domestik su ısıtma	4474	4474	4474
Toplam primer yakıt girişi	24207	26317	20476
Toplam elektrik <sup>a</sup>	10779	10760	10808
<b>Vancouver</b>			
Ev ısıtma	7638	7714	7653
Domestik su ısıtma	4243	4243	4243
Toplam primer yakıt girişi	15487	16602	12713
Toplam elektrik <sup>a</sup>	10362	10352	10380

<sup>a</sup> Elektrikli ısıtıcı kullanma durumunda sarfedilen elektriği kapsamıyor

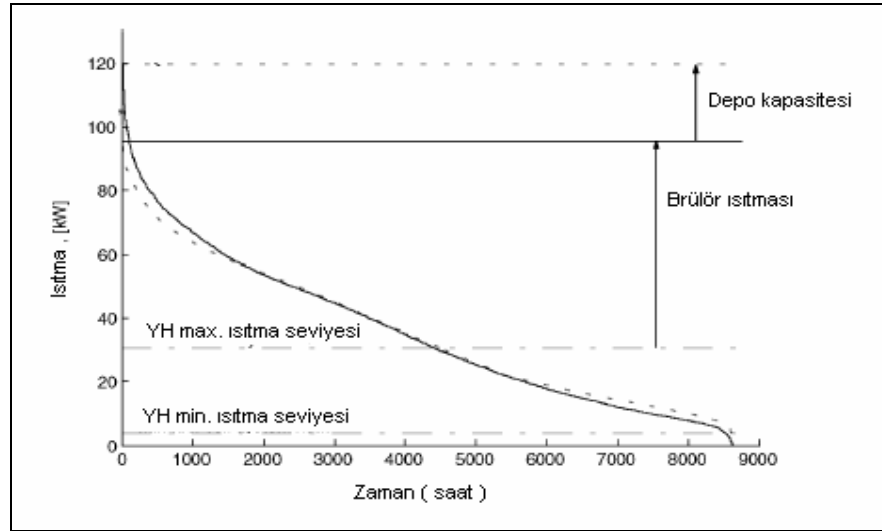
**Kaynak :** Alanne ve ark. 2006

**Çizelge 20.** Farklı SOFC Kapasitelerinde Kanada'daki CHP li bir evde enerji kullanımı

SOFC Analizine göre binanın enerji kullanımı ( Enerjiler yıllıktır ).					
( kWh )	1 kW	2 kW	3 kW	4 kW	5 kW
<b>Ottawa</b>					
SOFC Elektriksel çıktısı	8760	17520	26280	35040	43800
SOFC termal çıktısı	11180	22359	33539	44719	55898
SOFC Primer yakıt girişi	24172	48344	72517	96689	120861
Destek ünitesi termal çıktısı	13943	8467	4253	1616	349
Destek ünitesi primer yakıt girişi	15031	9127	4585	1742	376
Toplam primer yakıt girişi	39203	57472	77101	98431	121237
Toplam elektrik girişi	11276	11679	12143	12618	13120
Eksik elektrik	3140	714	51	0	0
Elektrik fazlası	624	6536	14188	22422	30680
Net elektrik	-2516	5823	14137	22422	30680
<b>Vancouver</b>					
SOFC Elektriksel çıktısı	8760	17520	26280	35040	43800
SOFC termal çıktısı	11180	22359	33539	44719	55898
SOFC Primer yakıt girişi	24172	48344	72517	96689	120861
Destek ünitesi termal çıktısı	6065	1785	99	0	0
Destek ünitesi primer yakıt girişi	6538	1924	107	0	0
Toplam primer yakıt girişi	30710	50269	72623	96689	120861
Toplam elektrik girişi	10858	11302	11796	12319	12845
Eksik elektrik	2863	672	36	0	0
Elektrik fazlası	765	6890	14520	22721	30955
Net elektrik	-2098	6218	14484	22721	30955

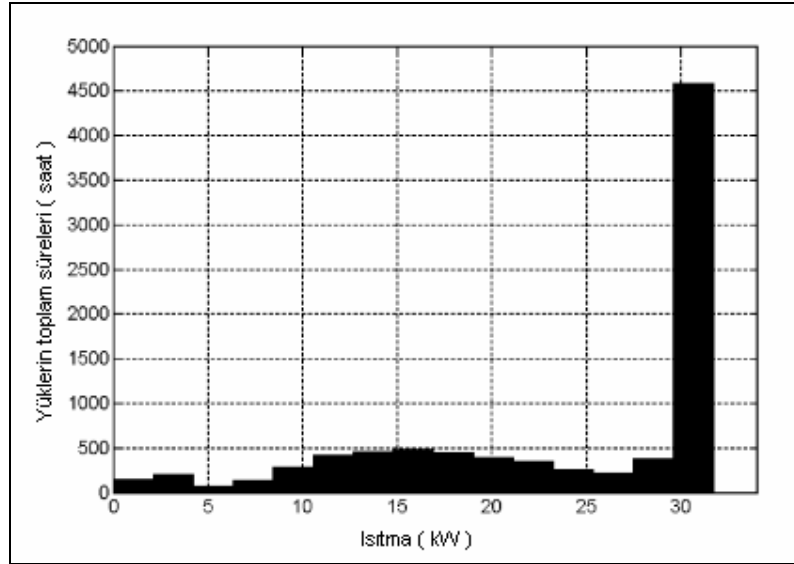
**Kaynak :** Alanne ve ark. 2006

**Wallmark ve Alvfors,** İsveçteki ısıtma talebi 150 kW' dan az, elektrik talebi 4 – 20 kW arasında salınan 25 daireli bir binada 15 kW' lık PEFC' li bir kojenerasyon ünitesinin çalışmasını test etmişler ve aşağıdaki grafiklerde gösterilen sonuçları almışlardır.

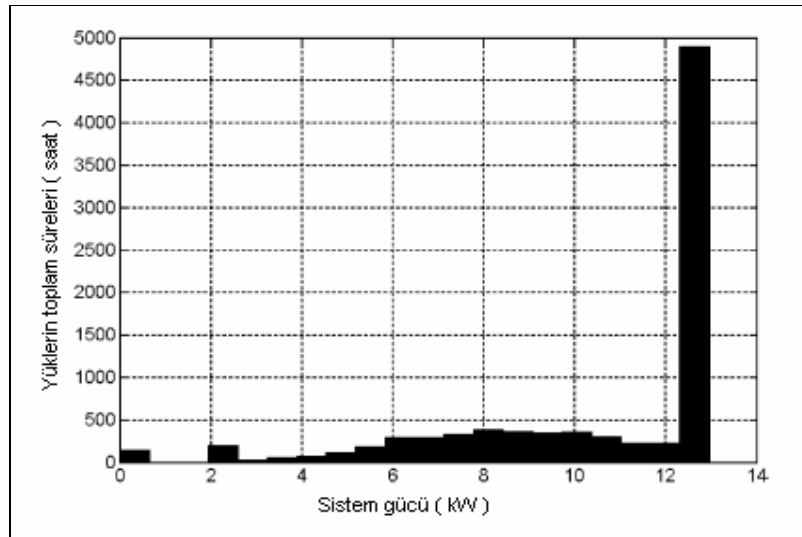


**Şekil 6.** İsveç' teki bir binanın 1 yıllık ısı talep süresi

**Kaynak.** Wallmark ve ark.2002

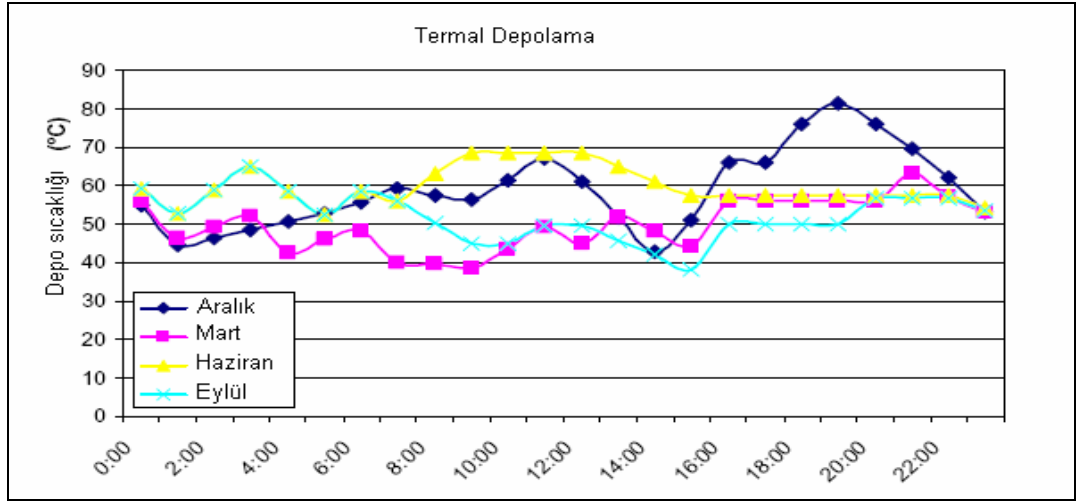


**Şekil 7.** Y.H. sisteminin ürettiği termal güçlerin süreleri ( İsveç )  
**Kaynak.** Wallmark ve ark.2002

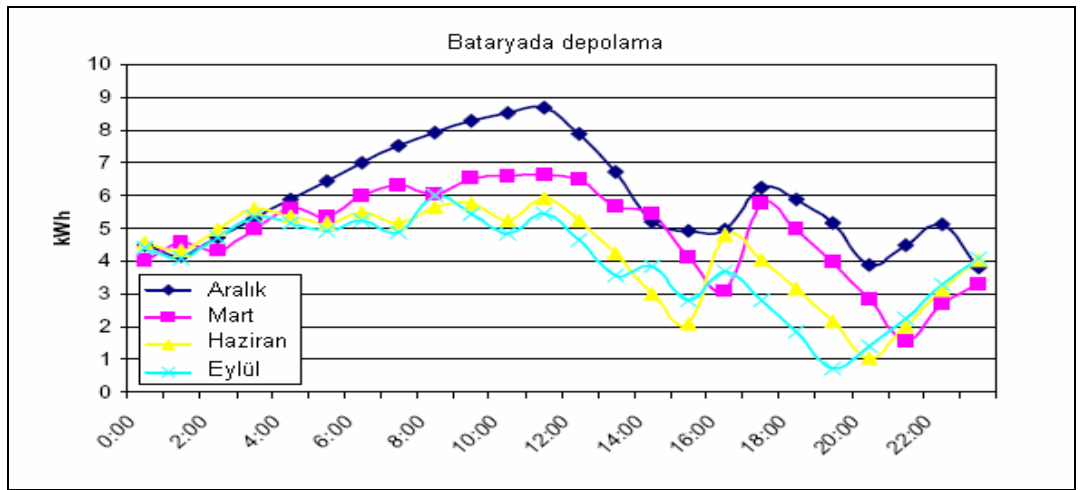


**Şekil 8.** Y.H. sisteminin ürettiği elektriksel güçlerin süreleri ( İsveç )  
**Kaynak.** Wallmark ve ark.2002

**Porterio ve ark.** ( Porterio ve ark., 2004 ) şebekeden bağımsız Thermo – Electric Autonomous Group ( TEAG ) denilen farklı bir TES modelini önermektedirler. Model kuzeybatı İspanya’ da ( Bask bölgesi ) 150 m<sup>2</sup> lik yıllık talepleri, depo ve akü çalışması aşağıdaki **Şekil 9’** da gösterilmiş bir evde 1 yıl boyunca test edilmiştir.



**Şekil 9.** Termal depo sıcaklık değişimi ( İspanya’ daki bir evin )  
**Kaynak :** Porteiro ve ark. 2004



**Şekil 10.** Bataryada enerji depolanması ( İspanya’ daki bir evin )  
**Kaynak :** Porteiro ve ark. 2004

**Ek 6.** Bilgisayar Modeli; Yükün % 75 Y.H., % 25 Akü arasında paylaşıldığı hibrid sistem ve ayrıca % 5' in altındaki kısmi yükler için ( akü dolumu ve boşalması dahil ).

```

%%MODEL.M%%
clear all
tic %start timer
% inputs: hr Tdb Qsh Qhw Ela Eac Ef
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap ...
Accu_cap hp_cap Ttsl COP %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Eaccu Eaccu_ust Eaccu_alt Ecd_accu
Econv Eleft_accu Efc Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error demand Z Eleft_top...
Z_top%outputs
global j loadd %loaddur variables
%% Design Parameters %%
%%Major Design Parameters fc_cap=3.86; %max electric output of FC, kW
%(used in Tfcx calc)
fc_cap=4;
Tsi=75; %temperature of water entering TS from FC_hx, C
Tx=70; %design Tts for HX (FC to TS), C
Vol_TS=325; %volume of TS, liters
UA=0.25; %heat transfer coef from TS to water heating, kW/K
%%UA is manually adjusted for Thwx=62 at max load
Kdw=1; %electric water heater efficiency
hp_cap=19400/3412; %heating cap of hp unit, btu/hr->kW
Ksup=1; %electric supplemental heat efficiency
% COP=2.93; %HP SEER=10
COP=3.16; %HP SEER=12
% COP=3.40; %HP SEER=14
%%Manor Design Parameters
D=24.92*0.0254; %diamater of the TS, in -> m
UIAl=0.849; %conductance of TS, W/m2 K
Tzone=(72.5-32)*5/9; %temperature to which TS loses heat, C
Thw=60; %design hot water temperature, C
%% Constants %%
pi=3.1415926;
Cp=4.2; %of water kJ/kg K
mTS=Vol_TS*0.998; %mass of TS, kg
h=Vol_TS/1000/(pi/4*D^2); %height of TS, m
Al = pi*D*h+2*pi/4*D^2; %surface area of TS, m2
UIAl = UI*Al/1000; %heat loss coef from Thermal Storage Tank, kW/K
demand=0; %FCS load counter
j=0; %step counter

```

```

Accu_cap=7466039; %joule=2073.9 Watt (5 Akü için). Her biri 1 saatte
%1584000Joule=414.78 W veriyor.
%get data from input file: inputs.txt
load inputs.txt
hour= inputs (:,1); %number
Tdb = inputs (:,2); %F
Qsh = inputs (:,3); %kW
Ela = inputs (:,4); %kWe
Eac = inputs (:,5); %kWe
Ef = inputs (:,6); %kWe
Tcw = inputs (:,7); %C
mHW = inputs (:,8)/3600; %kg/sec
% calculate TSH thermostat setting, Ttsl
% satisfies the maximum HWload and TS heat loss for an hour
mHW_max = max(mHW);
% recovery rate 18 gallons per hour
mHW_maxx = 18*3.785412*1/3600 ;%gal/hr*(lt/gal)*(kg/lt)*(hr/sec) = kg/sec
Tcw_min = min(Tcw);
Thwx_max = Tcw_min+(Thw-Tcw_min)/(1-exp(-UA/mHW_maxx/Cp));
Ttsl = Thwx_max+3600*(mHW_maxx*Cp*(Thw-Tcw_min)+UIA|*...
(Thwx_max-Tzone))/mTS/Cp;
%%% give starting Tts for start %%%
%no thermal energy
Tts_t2=Tcw(1);
%with fuel cell system
%Tts_t2=Ttsl;
%start calculating outputs for each hour
for i=1:8760
    %initiate outputs
    Edw(i)=0;
    Ehp(i)=0;
    Esup(i)=0;
    Edef(i)=0;
    Eaccu(i)=0;
    Ecd_accu(i)=0;
    Econv(i)=0;
    %fuel cell system
    Efc(i)=0;
    Ffc(i)=0;
    Qfc(i)=0;
    Qrej(i)=0;
    %thermal loads
    Qtsh(i)=0;
    Qhp(i)=0;
    Qsup(i)=0;

```



```

Qdw(i)=0;
Ql(i)=0;
Tts(i)=0;
dE_ts(i)=0;
%run routine for partitions and calculate outputs
partition_Hibrid;
% outputs: hr Edw Tts_t2 Qtsh Qhp Qsup Edef Efc
%actual outputs: Efc Qfc Qs Qdw Edw Qtsh Qhp Qsup Tts_ave, change outputs
% matrix
outputs(i,1)=i;
%electric loads
outputs(i,2)=Ela(i);
outputs(i,3)=Eac(i);
outputs(i,4)=Ef(i);
outputs(i,5)=Edw(i);
outputs(i,6)=Ehp(i);
outputs(i,7)=Esup(i);
outputs(i,8)=Edef(i);
outputs(i,9)=Eaccu(i);
outputs(i,10)=Ecd_accu(i);
outputs(i,11)=Econv(i);
%fuel cell system
outputs(i,13)=Efc(i);
outputs(i,14)=Ffc(i);
outputs(i,15)=Qfc(i);
outputs(i,16)=Qrej(i);
%thermal loads
outputs(i,17)=Qsh(i);
outputs(i,18)=Qtsh(i);
outputs(i,19)=Qhp(i);
outputs(i,20)=Qsup(i);
outputs(i,21)=Qdw(i);
outputs(i,22)=Ql(i);
outputs(i,23)=dE_ts(i);
outputs(i,24)=Tts(i);
outputs(i,25)=Error(i);
end
save -ascii outputs_325_4kW_Hibrid.txt outputs
inputs=[rTE fc_cap demand Tsi Tx Vol_TS UA Kdw hp_cap*3412 Ksup D Ul Tzone
Thw UIAl Ttsl Thwx_max];
sum=[sum(Ela) sum(Eac) sum(Ef) sum(Edw) sum(Ehp) sum(Esup) sum(Edef)
sum(Eaccu) sum(Ecd_accu) sum(Econv) sum(Z) sum(Efc) sum(Ffc) sum(Qfc)
sum(Qrej) sum(Qsh) sum(Qtsh) sum(Qhp) sum(Qsup) sum(Qdw) sum(Ql) sum(Tts)/i];
max=[max(Ela) max(Eac) max(Ef) max(Edw) max(Ehp) max(Esup) max(Edef)
max(Eaccu) max(Ecd_accu) max(Econv) max(Z) max(Efc) max(Ffc) max(Qfc)...

```



```

global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Eaccu Ecd_accu Econv Eleft_accu...
Emax_accu Efc Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error Z Eleft_top Z_top%outputs
%initiate t1,t2
t2 = 0 %hour
t1 = 0 %hour

if i==1
    Eleft_accu=Accu_cap
    Emax_accu=Accu_cap
    Z=0
    Z_top=0
end
rTE=ratio_Hibrid(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i));
Thwx = Tcw(i)+(Thw-Tcw(i))/(1-exp(-UA/mHW(i)/Cp));
Tfcx = Tsi-rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(Tsi-Tx)/fc_cap;
Qsh(i);
if Qsh(i) < 0.00001
    %no heating mode
    while t2<1.0
        if Tts_t2<Tcw(i)
            %only Edw
            routine0a_Hibrid
        elseif Tts_t2<Thwx
            %Edw, unlim Qfc
            routine1_Hibrid
        elseif Thwx<=Tts_t2 & Tts_t2<Tfcx
            %no Edw, unlimited Qfc
            routine2_Hibrid
        elseif Tfcx<=Tts_t2 & Tts_t2<Tsi
            %no Edw, limited Qfc
            routine3_Hibrid
        else
            'Tts = 75C in cooling mode (partition.m line26)'
            [i t1 t2 Tts_t2]
        end
    end
else
    %heating mode
    while t2<1.0
        if Tts_t2<Tcw(i)
            %only Edw and Esh
            routine0b_Hibrid
        elseif Tts_t2<Thwx
            %Edw, unlim Qfc, no Qtsh
            routine4_Hibrid

```

```

elseif Thwx<=Tts_t2 & Tts_t2<Ttsl
    %no Edw, unlimited Qfc, no Qtsh
    routine5_Hibrid
elseif Ttsl<=Tts_t2 & Tts_t2<Tfcx
    %no Edw, unlimited Qfc, Qtsh
    routine6_Hibrid
elseif Tfcx<=Tts_t2 & Tts_t2<Tsi %no Edw, limited Qfc, Qtsh
    routine7_Hibrid
else
    'Tts = 75C in heating mode (partition.m line46)'
    [i t1 t2 Tts_t2]
end
end
end
end
Qfc(i)=rTE*Efc(i);
Tts(i)=Tts_t2;
if i>1
    dE_ts(i)=mTS*Cp*(Tts(i)-Tts(i-1))/3600; %kW
end
Ql(i)=UIAl*(Tts(i)-Tzone); %approx. heat loss from TS during the hour, kW
Ffc;
Error(i)=Qfc(i)-dE_ts(i)-Qtsh(i)-Qdw(i)-Ql(i)-Qrej(i);

%%%ratio_Hibrid.M%%%
function temp=ratio(x) %calculates the thermal to electric ratio for the FCS with the
electric demand during the period, kW
%x variable: dEfc_rate [kW], the net electricity output of the fuel cell system
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap...
hp_cap Ttsl %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error demand Z Eleft_top...
Z_top%outputs
if Z>0
    Eaccu(i)=0;
    Ecd_accu(i)=0;
    Econv(i)=Econv(i-1);
    if Econv(i-1)==0
        Z=0
        Z_top=0
    end
    PLR=(x+Econv(i))/fc_cap
    if PLR<0.0366

```

```

Warning('Error PLR<0.05, Akü dolumda iken Econv(i)ile birlikte PLR>0.05...
olmalı')
    PLR
elseif PLR>1
    Econv(i)=0;
    PLR=x/fc_cap;
    if PLR<=1
        Eaccu(i)=0;
        Econv(i)=0;
        temp=1.1983*PLR^4-2.1933*PLR^3+1.6672*PLR^2-0.313*PLR+0.7598;
    else PLR>1
        if Eleft_accu>0.20*Emax_accu
            if (Eleft_accu-0.20*Emax_accu)*0.93/3600/1000>(PLR-1)*fc_cap
%Döngü 1 saat çalışacak varsayımıyla
                Eaccu(i)=((PLR-1)*fc_cap);
            else Eaccu(i)=((Eleft_accu-0.20*Emax_accu)*0.93/3600/1000);
            end
        end
        Eleft_accu=Eleft_accu-Eaccu(i)*1000*3600/0.93
        PLR=(x-Eaccu(i))/fc_cap
        if PLR>1
            Warning ('Error PLR>1, YH veya Akü kap.arttırın!')
        else
            temp=1.1983*PLR^4-2.1933*PLR^3+1.6672*PLR^2-0.313*PLR+0.7598;
        end
    end
    else temp=1.1983*PLR^4-2.1933*PLR^3+1.6672*PLR^2-0.313*PLR+0.7598;
    %temp=((0.05*PLR+0.9)/(0.04911*PLR^3+0.007991*PLR^2-0.2849*PLR+0.5924))-
    1;% SOFC için
    end
end
if Z==0
    PLR=x/fc_cap
    if PLR>1
        if Eleft_accu>0.20*Emax_accu
            if (Eleft_accu-0.20*Emax_accu)*0.93/3600/1000>(PLR-1)*fc_cap %Döngü 1
%saat çalışacak varsayımıyla
                Eaccu(i)=E_Accu_Conv_Hibrid((PLR-1)*fc_cap);
            else Eaccu(i)=E_Accu_Conv_Hibrid((Eleft_accu...
-0.20*Emax_accu)*0.93/3600/1000);
            end
        end
        PLR=(x-Eaccu(i))/fc_cap%PLR=1
        if PLR>1
            Warning ('Error PLR>1, YH veya Akü kap.arttırın!')
        else temp=1.1983*PLR^4-2.1933*PLR^3+1.6672*PLR^2-0.313*PLR+0.7598;

```

```

    end
    end
elseif PLR<=1 & PLR>0.75
    Eaccu(i)=E_Accu_Conv_Hibrid((x-0.90*fc_cap)/2); % kW, Akü yükü
    PLR= PLR+((Econv(i)-Eaccu(i))/fc_cap)
    temp=1.1983*PLR^4-2.1933*PLR^3+1.6672*PLR^2-0.313*PLR+0.7598; %(rTE
%is a func of only x, dEfc_rate)
    else PLR<=0.75 & PLR>=0.05
        Eaccu(i)=E_Accu_Conv_Hibrid(0); % Akünün çalışmasına gerek yok
        PLR=PLR+((Econv(i)-Eaccu(i))/fc_cap)
        temp=1.1983*PLR^4-2.1933*PLR^3+1.6672*PLR^2-0.313*PLR+0.7598;
    end
    if PLR<0.05
        Eaccu(i)=E_Accu_Conv_Hibrid(x); % kW,Bütün yükü akü karşılıyor.
        temp=0; % YH çalışmıyor.
    end
end
end

```

```

%%% routine0a_Hibrid.M %%%
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap
%constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts Z Eleft_top Z_top %outputs
global j loadd %loaddur variables
t1 = t2;
Tts_t1 = Tts_t2;
rTE=ratio_Hibrid(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+mHW(i)*Cp/Kdw*(Thw-Tcw(i)));
alpha = rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i)+mHW(i)*Cp/Kdw*(Thw...
-Tcw(i))+UIAl*Tzone; %[kW]
beta = UIAl; %[kW/K]
t2=1.;
Tts_t2 = alpha/beta+(Tts_t1-alpha/beta)*exp(-beta/mTS/Cp*(t2-t1)*3600); %[K]
%check trend of Tts... limits???
%upper limit
if Tts_t2>Tcw(i)
    Tts_t2=Tcw(i);
    t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Tts_t2-alpha/beta)); %[hour]
    if t2<t1
        'ERROR: calculated t2 < t1 '
    end
end
end
Qdw_c=0; %[kW]
Qdw(i)=Qdw(i)+Qdw_c; %[kW]

```

```

dEdw=mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1)/Kdw; %[kWh]
Edw(i)=Edw(i)+dEdw;
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1)+dEdw; %[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
if Econv(i)>0
dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i)*(t2-t1));
Econv(i)=Econv(i)+dEconv;
end
if t2>t1
dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); %average electricity demand during the period,[kW]
dEleft_accu_rate=Econv(i)
Eleft_accu=Eleft_accu+(dEleft_accu_rate)*1000*3600;
dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]
%loadduration calculations start
j=j+1;
loadd(j,1)=t2-t1; %duration
loadd(j,2)=dEfc_rate; %load
loadd(j,3)=0.1; %regime
loadd(j,4)=Eaccu(i);%W
loadd(j,5)=Econv(i);
loadd(j,6)=i; % hour i
loadd(j,7)=Z_top; % Akü charge süresi dak.
loadd(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerji
%loadduration calculations end
end

%%%routine1_Hibrid.M%%%
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAI UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap
%constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts Z Eleft_top Z_top%outputs
global j loadd %loaddur variables
t1 = t2;
Tts_t1 = Tts_t2;
rTE=ratio_Hibrid(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+mHW(i)*Cp/Kdw*(Thw-(Tcw(i)+(Tts_t1...
-Tcw(i))*(1-exp(-UA/mHW(i)/Cp)))));
alpha = rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i)+mHW(i)*Cp/Kdw*(Thw...
-Tcw(i)*exp(-UA/mHW(i)/Cp))+mHW(i)*Cp*Tcw(i)*(1-exp...
(-UA/mHW(i)/Cp))+UIAI*Tzone; %[kW]
beta = mHW(i)*Cp*(1-exp(-UA/mHW(i)/Cp))*(rTE/Kdw+1)+UIAI; %[kW/K]
t2=1.;
Tts_t2 = alpha/beta+(Tts_t1-alpha/beta)*exp(-beta/mTS/Cp*(t2-t1)*3600); %[K]

```

```

%check trend of Tts... limits???
%upper limit
if Tts_t2>Thwx
    Tts_t2=Thwx;
    t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Tts_t2-alpha/beta)); %[hour]
    if t2<t1
        'ERROR: calculated t2 < t1 (routine1.m line20)'
    end
end
end
Qdw_c=mHW(i)*Cp*((Tcw(i)-alpha/beta)*(exp(-UA/mHW(i)/Cp)-1)*(t2...
-t1)+mTS*Cp/beta/3600*(exp(-UA/mHW(i)/Cp)-1)*(Tts_t2-Tts_t1)); %[KWh]
Qdw(i)=Qdw(i)+Qdw_c; %[kWh]
dEdw=(mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1)-Qdw_c)/Kdw; %[kWh]
Edw(i)=Edw(i)+dEdw;
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1)+dEdw; %[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
if t2>t1
    if Econv(i)>0
        dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i));
        Econv(i)=dEconv;
    end
    dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1)+dEdw; %[kWh]
    Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
    dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); %average electricity demand during the period,[kW]
    Eleft_accu=Eleft_accu+(Econv(i)*1000*(t2-t1)*3600*0.83)
    %dEleft_accu,E_conv_Yeni'de hesaplandı,[J]
    dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
    Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]
    %loadduration calculations start
    j=j+1;
    loadd(j,1)=t2-t1; %duration
    loadd(j,2)=dEfc_rate; %load
    loadd(j,3)=1; %regime
    loadd(j,4)=Eaccu(i);
    loadd(j,5)=Econv(i);
    loadd(j,6)=i; % hour i
    loadd(j,7)=Z_top; % Akü charge süresi dak.
    loadd(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerji
    %loadduration calculations end
end
end

%%%routine2_Hibrid.M%%%
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAI UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap...
hp_cap Ttsl %constants

```



```

global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error Z Eleft_top Z_top%outputs
global j loadd %loaddur variables
t1 = t2;
Tts_t1 = Tts_t2;
rTE=ratio_Hibrid(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i));
alpha = rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))-mHW(i)*Cp*(Thw-
Tcw(i))+UIA1*Tzone; %[kW]
beta = UIA1; %[kW/K]
t2=1.;
Tts_t2 = alpha/beta+(Tts_t1-alpha/beta)*exp(-beta/mTS/Cp*(t2-t1)*3600);%[K]
%check trend of Tts... limits???
%lower limit
if Tts_t2<Thwx
    Tts_t2=Thwx-.0001;
    t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Thwx-alpha/beta)); %[hour]
    if t2<t1
        'ERROR: calculated t2 < t1 (routine2.m line19)'
    end
end
%upper limit
if Tts_t2>Tfcx
    Tts_t2=Tfcx;
    t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Tts_t2-alpha/beta)); %[hour]
    if t2<t1
        'ERROR: calculated t2 < t1 (routine2.m line29)'
    end
end
Qdw(i)=Qdw(i)+mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1); %[KWh]
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
if t2>t1
if Econv(i)>0
    dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i));
    Econv(i)=dEconv;
end
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); %average electricity demand during the period,[kW]
Eleft_accu=Eleft_accu+(Econv(i)*1000*(t2-t1)*3600*0.83) %
dEleft_accu,E_conv_Yeni'de hesaplandı,[J]
dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]
%loadduration calculations start
j=j+1;

```

```

load(j,1)=t2-t1; %duration
load(j,2)=dEfc_rate; %load
load(j,3)=2; %regime
load(j,4)=Eaccu(i);
load(j,5)=Econv(i);
load(j,6)=i; % hour i
load(j,7)=Z_top; % Akü charge süresi dak.
load(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerji
%loadduration calculations end
end

%%%routine3_Hibrid.M%%%
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap...
hp_cap Ttsl %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error Z Eleft_top Z_top%outputs
global j loadd %loaddur variables
t1 = t2;
Tts_t1 = Tts_t2;
rTE=ratio_Hibrid(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i));
alpha = (fc_cap+Econv(i)-Eaccu(i))*Tsi/(Tsi-Tx)-mHW(i)*Cp*(Thw-
Tcw(i))+UIAl*Tzone;
beta = (fc_cap+Econv(i)-Eaccu(i))/(Tsi-Tx)+UIAl;
%end
t2=1.;
Tts_t2 = alpha/beta+(Tts_t1-alpha/beta)*exp(-beta/mTS/Cp*(t2-t1)*3600);%[K]
%check trend of Tts... limits???
%lower limit
if Tts_t2<Tfcx
    Tts_t2=Tfcx-.0001;
    t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Tfcx-alpha/beta)); %[hour]
    if t2<t1
        'ERROR: calculated t2 < t1 (routine3.m line19)'
    end
end
end
%upper limit
if Tts_t2>Tsi
    Tts_t2=Tsi;
    t2=1; %[hour]
    if t2<t1
        'ERROR: calculated t2 < t1 (routine3.m line29)'
    end
end
end
end

```

```

Qdw(i)=Qdw(i)+mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1); %[KWh]
Qrej(i)=Qrej(i)+rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1)...
-(fc_cap+Econv(i)-Eaccu(i))/(Tsi-Tx)*((t2-t1)*(Tsi-alpha/beta)+mTS*Cp/3600/beta...
*(Tts_t2-Tts_t1));
%end
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
if t2>t1
if Econv(i)>0
dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i));
Econv(i)=dEconv;
end
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); %average electricity demand during the period,[kW]
Eleft_accu=Eleft_accu+(Econv(i)*1000*(t2-t1)*3600*0.83) %
dEleft_accu,E_conv_Yeni'de hesaplandı,[J]
dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]
%loadduration calculations start
j=j+1;
loadd(j,1)=t2-t1; %duration
loadd(j,2)=dEfc_rate; %load
loadd(j,3)=3; %regime
loadd(j,4)=Eaccu(i);
loadd(j,5)=Econv(i);
loadd(j,6)=i; % hour i
loadd(j,7)=Z_top; % Akü charge süresi dak.
loadd(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerji
%loadduration calculations end
end

%%routine0b_Hibrid.M%%
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap...
hp_cap Ttsl %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error Z Eleft_top Z_top%outputs
global j loadd %loaddur variables
if Tdb(i)>9.9 %(F)veya -12 C derece
Q_hp=min(Qsh(i),hp_cap*fcap(Tdb(i)));
else
Q_hp=0;
end
Q_sup=Qsh(i)-Q_hp;

```

```

if Q_hp>0 & Tdb(i)<40.1%(F)veya 4.4 C derece
    E_def=(0.7*3.5/60)*Q_hp/fcap(Tdb(i));
else
    E_def=0;
end
t1 = t2;
Tts_t1 = Tts_t2;
rTE=ratio_Hibrid(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+E_sh(Qsh(i))+mHW(i)*Cp/Kdw*(Thw...
-Tcw(i)));
alpha = rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-
Eaccu(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i))+mHW(i)*Cp/Kdw*(Thw-Tcw(i)))+UIAl*Tzone;
%[kW]
beta = UIAl; %[kW/K]
t2=1.;
Tts_t2 = alpha/beta+(Tts_t1-alpha/beta)*exp(-beta/mTS/Cp*(t2-t1)*3600); %[K]
%check trend of Tts... limits???
%upper limit
if Tts_t2>Tcw(i)
    Tts_t2=Tcw(i);
    t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Tts_t2-alpha/beta)); %[hour]
    if t2<t1
        'ERROR: calculated t2 < t1 (routine4.m line35)'
    end
end
Qdw_c=0; %[KW]
Qdw(i)=Qdw(i)+Qdw_c; %[kW]
dEdw=(mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1)-Qdw_c)/Kdw; %[kWh]
Edw(i)=Edw(i)+dEdw;
Qhp(i)=Qhp(i)+Q_hp*(t2-t1);
Ehp(i)=Ehp(i)+Q_hp*feir(Tdb(i))*(t2-t1);
Qsup(i)=Qsup(i)+Q_sup*(t2-t1);
Esup(i)=Esup(i)+Q_sup/Ksup*(t2-t1);
Edef(i)=Edef(i)+E_def*(t2-t1);
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i)))*(t2-t1)+dEdw;
%[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
    if Econv(i)>0
dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i)*(t2-t1));
Econv(i)=Econv(i)+dEconv;
    end
if t2>t1
    dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); %average electricity demand during the period, [kW]
    dEleft_accu_rate=Econv(i)
    Eleft_accu=Eleft_accu+(dEleft_accu_rate)*1000*3600;
    dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
    Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]

```

```

%loadduration calculations start
j=j+1;
load(j,1)=t2-t1; %duration
load(j,2)=dEfc_rate; %load
load(j,3)=0.2; %regime
load(j,4)=Eaccu(i);%W
load(j,5)=Econv(i);
load(j,6)=i; % hour i
load(j,7)=Z_top; % Akü charge süresi dak.
load(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerji
%loadduration calculations end
end

%%%routine4_Hibrid.M%%%
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UAUA UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap...
hp_cap Ttsl %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error Z Eleft_top Z_top%outputs
global j load %loaddur variables
if Tdb(i)>9.9
    Q_hp=min(Qsh(i),hp_cap*fcap(Tdb(i)));
else
    Q_hp=0;
end
Q_sup=Qsh(i)-Q_hp;
if Q_hp>0 & Tdb(i)<40.1
    E_def=(0.7*3.5/60)*Q_hp/fcap(Tdb(i));
else
    E_def=0;
end
%temp=Q_hp*feir(Tdb(i))+Q_sup/Ksup+E_def;
t1 = t2;
Tts_t1 = Tts_t2;
rTE=ratio_Hibrid(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+mHW(i)*Cp/Kdw*(Thw-(Tcw(i)+(Tts_t1...
-Tcw(i))*(1-exp(-UA/mHW(i)/Cp))))+E_sh_Hibrid(Qsh(i)));
alpha = rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)- Eaccu(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i))+...
mHW(i)*Cp/Kdw*(Thw-Tcw(i)*exp(-UA/mHW(i)/Cp))+...
mHW(i)*Cp*Tcw(i)*(1-exp(-UA/mHW(i)/Cp))+UAUA*Tzone; %[kW]
beta = mHW(i)*Cp*(1-exp(-UA/mHW(i)/Cp))*(rTE/Kdw+1)+UAUA; %[kW/K]
t2=1.0;
Tts_t2 = alpha/beta+(Tts_t1-alpha/beta)*exp(-beta/mTS/Cp*(t2-t1)*3600);%[K]
%check trend of Tts... limits???
%upper limit
if Tts_t2>Thwx

```

```

Tts_t2=Thwx;
t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Tts_t2-alpha/beta)); %[hour]
if t2<t1
    'ERROR: calculated t2 < t1 (routine4.m line35)'
end
end
Qdw_c=mHW(i)*Cp*((Tcw(i)-alpha/beta)*(exp(-UA/mHW(i)/Cp)-1)*(t2...
-t1)+mTS*Cp/beta/3600*(exp(-UA/mHW(i)/Cp)-1)*(Tts_t2-Tts_t1)); %[KWh]
Qdw(i)=Qdw(i)+Qdw_c; %[kW]
dEdw=(mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1)-Qdw_c)/Kdw; %[kWh]
Edw(i)=Edw(i)+dEdw;
Qhp(i)=Qhp(i)+Q_hp*(t2-t1);
Ehp(i)=Ehp(i)+Q_hp*feir(Tdb(i))*(t2-t1);
Qsup(i)=Qsup(i)+Q_sup*(t2-t1);
Esup(i)=Esup(i)+Q_sup/Ksup*(t2-t1);
Edef(i)=Edef(i)+E_def*(t2-t1);
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i))+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1)+dEdw;
%[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
if t2>t1
    if Econv(i)>0
        dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i));
        Econv(i)=dEconv;
    end
    dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i))+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2...
-t1)+dEdw; %[kWh]
    Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
    dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); %average electricity demand during the period,[kW]
    Eleft_accu=Eleft_accu+(Econv(i)*1000*(t2-t1)*3600*0.83)
    %dEleft_accu,E_conv_Hibrid'de,[J]
    dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
    Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]
    %loadduration calculations start
    j=j+1;
    loadd(j,1)=t2-t1; %duration
    loadd(j,2)=dEfc_rate; %load
    loadd(j,3)=4; %regime
    loadd(j,4)=Eaccu(i);%kW
    loadd(j,5)=Econv(i);
    loadd(j,6)=i; % hour i
    loadd(j,7)=Z_top; % Akü charge süresi dak.
    loadd(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerji
else Eleft_accu=Eleft_accu+Ecd_accu(i)
end

%%routine5_Hibrid.M%%

```

```

    global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap hp_cap...
Ttsl %constants
    global Thwx Tfcx %variables
    global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error Z Eleft_top Z_top%outputs
    global j loadd %loaddur variables
    if Tdb(i)>9.9
        Q_hp=min(Qsh(i),hp_cap*fcap(Tdb(i)));
    else
        Q_hp=0;
    end
    Q_sup=Qsh(i)-Q_hp;
    if Q_hp>0 & Tdb(i)<40.1
        E_def=(0.7*3.5/60)*Q_hp/fcap(Tdb(i));
    else
        E_def=0;
    end
    t1 = t2;
    Tts_t1 = Tts_t2;
    rTE=ratio_Hibrid(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i)));
    alpha = rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i))+Econv(i)-Eaccu(i))...
-mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))+UIAl*Tzone; %[kW]
    beta = UIAl; %[kW/K]
    t2=1.;
    Tts_t2 = alpha/beta+(Tts_t1-alpha/beta)*exp(-beta/mTS/Cp*(t2-t1)*3600);%[K]
    %check trend of Tts... limits???
    %lower limit
    if Tts_t2<Thwx
        Tts_t2=Thwx-.0001;
        t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Thwx-alpha/beta)); %[hour]
        if t2<t1
            'ERROR: calculated t2 < t1 (routine5.m line31)'
        end
    end
    %upper limit
    if Tts_t2>Ttsl
        Tts_t2=Ttsl;
        t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Tts_t2-alpha/beta)); %[hour]
        if t2<t1
            'ERROR: calculated t2 < t1 (routine5.m line41)'
        end
    end
    Qdw(i)=Qdw(i)+mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1); %[KWh]
    Qhp(i)=Qhp(i)+Q_hp*(t2-t1);

```

```

Ehp(i)=Ehp(i)+Q_hp*feir(Tdb(i))*(t2-t1);
Qsup(i)=Qsup(i)+Q_sup*(t2-t1);
Esup(i)=Esup(i)+Q_sup/Ksup*(t2-t1);
Edef(i)=Edef(i)+E_def*(t2-t1);
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i))+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1);
%[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
if t2-t1>1/36000
if Econv(i)>0
dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i));
Econv(i)=dEconv;
end
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i))+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1);
%[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); %average electricity demand during the period, [kW]
Eleft_accu=Eleft_accu+(Econv(i)*1000*(t2-t1)*3600*0.83) %dEleft_accu
%E_conv_Hibrid'de hesaplandı,[J]
dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]
%loadduration calculations start
j=j+1;
loadd(j,1)=t2-t1; %duration
loadd(j,2)=dEfc_rate; %load
loadd(j,3)=5; %regime
loadd(j,4)=Eaccu(i);
loadd(j,5)=Econv(i);
loadd(j,6)=i; % hour i
loadd(j,7)=Z_top; % Akü charge süresi dak.
loadd(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerji
%loadduration calculations end
else Eleft_accu=Eleft_accu+Eaccu(i)*1000*3600/0.93
end % Döngü 5 'ten t2-t1<1/36000 (0.1 sn'den de küçük) olduğu için çıkılıyor ve
% döngü 6.5'e,depoya giren entalpi=depodan çıkan entalpi dengesinin oluştuğu
% ara rejime giriliyor bu sebep ile aküden çekilen en.(Eaccu)iptal ediliyor.
% aynı şekilde yüklenen en.(Econv)ve dolun süresi(Z_top)geri alınıyor.

%%routine6_Hibrid.M%%
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap hp_cap...
Ttsl %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error Z Eleft_top Z_top %outputs
global j loadd %loaddur variables
t1 = t2;

```



```

Tts_t1 = Tts_t2;
Qhp_t2=0;
Ehp_t2=0;
Qsup_t2=0;
Esup_t2=0;
Q_tsh=0;
rTE=ratio_Hibrid(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i)));
alpha = rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))-Qsh(i)-mHW(i)*Cp*(Thw...
-Tcw(i))+UIAI*Tzone; %[kW]
beta = UIAI; %[kW/K]
t2=1.;
Tts_t2 = alpha/beta+(Tts_t1-alpha/beta)*exp(-beta/mTS/Cp*(t2-t1)*3600); %[K]
%check trend of Tts... limits???
%upper limit
if Tts_t2>Tfcx
    Tts_t2=Tfcx;
    t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Tts_t2-alpha/beta));%[hour]
    if t2<t1
        'ERROR: calculated t2 < t1 (routine6.m line32)'
    end
    %store values for t1 to t2 for upgoing trend
    Qtsh(i)=Qtsh(i)+Qsh(i)*(t2-t1);
    Qdw(i)=Qdw(i)+mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1);
    dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
    Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
    if t2>t1
        if Econv(i)>0
            dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i));
            Econv(i)=dEconv;
        end
        dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
        Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
        dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); %average electricity demand during the period, [kW]
        Eleft_accu=Eleft_accu+(Econv(i)*1000*(t2-t1)*3600*0.83) % dEleft_accu,
        %E_conv_Hibrid'de hesaplandı,[J]
        dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
        Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]
        %loadduration calculations start
        j=j+1;
        loadd(j,1)=t2-t1; %duration
        loadd(j,2)=dEfc_rate; %load
        loadd(j,3)=6.1; %regime
        loadd(j,4)=Eaccu(i);
        loadd(j,5)=Econv(i);
        loadd(j,6)=i; % hour i
        loadd(j,7)=Z_top; % Akü charge süresi dak.

```

```

    loadadd(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerji
%loadduration calculations end
%else Eleft_accu=Eleft_accu+Ecd_accu(i)
end
end
%lower limit
if Tts_t2<Ttsl
    Tts_t2=Ttsl-.000001;
    t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Ttsl-alpha/beta));%[hour]
    if t2<t1
        'ERROR: calculated t2 < t1 (routine6.m line48)'
    end
    %store values for t1 to t2 for downgoing trend
    Qtsh(i)=Qtsh(i)+Qsh(i)*(t2-t1);
    Qdw(i)=Qdw(i)+mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1);
    dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
    Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
    if t2>t1
        if Econv(i)>0
            dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i));
            Econv(i)=dEconv;
        end
        dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
        Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
        dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); % average electricity demand during the period, [kW]
        Eleft_accu=Eleft_accu+(Econv(i)*1000*(t2-t1)*3600);[J]
        dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
        Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]
        %loadduration calculations start
        j=j+1;
        loadadd(j,1)=t2-t1; %duration
        loadadd(j,2)=dEfc_rate; %load
        loadadd(j,3)=6.2; %regime
        loadadd(j,4)=Eaccu(i);
        loadadd(j,5)=Econv(i);
        loadadd(j,6)=i; % hour i
        loadadd(j,7)=Z_top % Akü charge süresi dak.
        loadadd(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerji
        %loadduration calculations end
        %else Eleft_accu=Eleft_accu+Ecd_accu(i)
    end
end
end
if rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-
Eaccu(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i)))>mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))+UIA1*(Ttsl...
-Tzone);%constant Tts=Ttsl to the end of hour with balanced space heating
    t1=t2;

```

```

t2=1.;
Q_tsh=fzero('fQtsh_Hibrid',[0 Qsh(i)]);
Qhp_t2=min(Qsh(i)-Q_tsh, hp_cap*fcap(Tdb(i)));
Ehp_t2=feir(Tdb(i))*Qhp_t2;
Qsup_t2=Qsh(i)-Qhp_t2-Q_tsh;
Esup_t2=Qsup_t2/Ksup;
if Qhp_t2>0 & Tdb(i)<40.1
    E_defft2=(0.7*3.5/60)*Qhp_t2/fcap(Tdb(i));
else E_defft2=0;
end
%store values for balanced Qtsh and Qesh
Qdw(i)=Qdw(i)+mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1); %[KW]
Qtsh(i)=Qtsh(i)+Q_tsh*(t2-t1);
Qhp(i)=Qhp(i)+Qhp_t2*(t2-t1);
Ehp(i)=Ehp(i)+Ehp_t2*(t2-t1);
Qsup(i)=Qsup(i)+Qsup_t2*(t2-t1);
Esup(i)=Esup(i)+Esup_t2*(t2-t1);
Edef(i)=Edef(i)+E_defft2*(t2-t1);
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i)-Q_tsh)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-
t1); %[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
if t2>t1
if Econv(i)>0
dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i));
Econv(i)=dEconv;
end
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i)-Q_tsh)+Econv(i)-Eaccu(i))*...
(t2-t1); %[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); %average electricity demand during the period, [kW]
Eleft_accu=Eleft_accu+(Econv(i)*1000*(t2-t1)*3600);[J]
dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]
%loadduration calculations start
j=j+1;
loadd(j,1)=t2-t1; %duration
loadd(j,2)=dEfc_rate; %load
loadd(j,3)=6.5; %regime
loadd(j,4)=Eaccu(i);
loadd(j,5)=Econv(i);
loadd(j,6)=i; % hour i
loadd(j,7)=Z_top; % Akü charge süresi dak.
loadd(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerji
%loadduration calculations end
end
end

```

```

if Tts_t2>Ttsl & Tts_t2<Tfcx
    Qtsh(i)=Qtsh(i)+Qsh(i)*(t2-t1);
    Qdw(i)=Qdw(i)+mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1);
    dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
    Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
    if t2>t1
        if Econv(i)>0
            dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i));
            Econv(i)=dEconv;
        end
        dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
        Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
        dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); %average electricity demand during the period, [kW]
        Eleft_accu=Eleft_accu+(Econv(i)*1000*(t2-t1)*3600);[J]
        dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
        Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]
        %loadduration calculations start
        j=j+1;
        loadd(j,1)=t2-t1; %duration
        loadd(j,2)=dEfc_rate; %load
        loadd(j,3)=6; %regime
        loadd(j,4)=Eaccu(i);%kW
        loadd(j,5)=Econv(i);%kW
        loadd(j,6)=i; % hour i
        loadd(j,7)=Z_top; % Akü charge süresi dak.
        loadd(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerji
    %loadduration calculations end
    else Eleft_accu=Eleft_accu+Ecd_accu(i)
    end
end
end

%%%routine7_Hibrid.M%%%
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap hp_cap
Ttsl %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv
Eleft_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error Z Eleft_top Z_top%outputs
global j loadd %loaddur variables
t1 = t2;
Tts_t1 = Tts_t2;
rTE=ratio_Hibrid(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i));
alpha = (fc_cap+Econv(i)-Eaccu(i))*Tsi/(Tsi-Tx)-Qsh(i)-mHW(i)*Cp*(Thw-
Tcw(i))+UIAl*Tzone;
beta =(fc_cap+Econv(i)-Eaccu(i))/(Tsi-Tx)+UIAl;
t2=1.;

```

```

Tts_t2 = alpha/beta+(Tts_t1-alpha/beta)*exp(-beta/mTS/Cp*(t2-t1)*3600);%[K]
%check trend of Tts... limits???
%lower limit
if Tts_t2<Tfcx
    Tts_t2=Tfcx-.0001;
    t2=t1+mTS*Cp/beta/3600*log((Tts_t1-alpha/beta)/(Tts_t2-alpha/beta));%[hour]
    if t2<t1
        'ERROR: calculated t2 < t1 (routine7.m line20)'
    end
end
%upper limit
if Tts_t2>Tsi
    Tts_t2=Tsi;
    t2=1; %[hour]
    if t2<t1
        'ERROR: calculated t2 < t1 (routine7.m line30)'
    end
end
Qtsh(i)=Qtsh(i)+Qsh(i)*(t2-t1);
Qdw(i)=Qdw(i)+mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))*(t2-t1); %[KWh]
Qrej(i)=Qrej(i)+rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1)-fc_cap/...
(Tsi-Tx)*(t2-t1)*(Tsi-alpha/beta)+mTS*Cp/3600/beta*(Tts_t2-Tts_t1));
dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
if t2>t1
    if Econv(i)>0
        dEconv=E_conv_Hibrid(Econv(i));
        Econv(i)=dEconv;
    end
    dEfc=(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i))*(t2-t1); %[kWh]
    Efc(i)=Efc(i)+dEfc;
    dEfc_rate=dEfc/(t2-t1); %average electricity demand during the period,[kW]
    Eleft_accu=Eleft_accu+(Econv(i)*1000*(t2-t1)*3600*0.83);[J]
    dFfc=Fuel_Hibrid(dEfc_rate)*(t2-t1); %[kWh]
    Ffc(i)=Ffc(i)+dFfc; %[kWh]
    %loadduration calculations start
    j=j+1;
    loadd(j,1)=t2-t1; %duration
    loadd(j,2)=dEfc_rate; %load
    loadd(j,3)=7; %regime
    loadd(j,4)=Eaccu(i);
    loadd(j,5)=Econv(i);
    loadd(j,6)=i; % hour i
    loadd(j,7)=Z_top; % Akü charge süresi dak.
    loadd(j,8)=Eleft_accu;% Joule, Aküde kalan enerjisi
    %loadduration calculations end

```

```

else Eleft_accu=Eleft_accu+Ecd_accu(i)
end

%%%fQtsh_Hibrid.m%%%
function temp=fQtsh(x)
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap...
hp_cap Ttsl %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Econv Eleft_accu Qdw...
Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error Z Z_top%outputs
rTE=ratio_fQtsh_Hibrid(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)- Eaccu(i)+...
E_sh_Hibrid(Qsh(i)-x)) ;
temp=rTE*(Ela(i)+Eac(i)+Ef(i)+Econv(i)-Eaccu(i)+E_sh_Hibrid(Qsh(i)-x))-x...
-mHW(i)*Cp*(Thw-Tcw(i))-UIAl*(Ttsl-Tzone);

%%%ratio_fQtsh.m%%%
function temp=ratio(x) %calculates the thermal to electric ratio for the FCS with the
%electric demand during the period, kW
%x variable: dEfc_rate [kW], the net electricity output of the fuel cell system
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap...
hp_cap Ttsl %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Econv Eleft_accu...
Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error demand Z Z_top%outputs
PLR=x/fc_cap ;
if PLR<0.05
temp=0 %FC system thermal to electric ratio,rTE, with stack not running
else
temp=1.1983*PLR^4-2.1933*PLR^3+1.6672*PLR^2-0.313*PLR+0.7598; %(rTE
%is a func of only x, dEfc_rate)
%temp=((0.05*PLR+0.9)/(0.04911*PLR^3+0.007991*PLR^2-0.2849*PLR+0.5924))-
1;
end

%%%E_sh_Hibrid.m%%%
function temp=E_sh(x) %calculates electricity required for a given space heating x,
%kW
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap...
hp_cap Ttsl %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error Z Eleft_top Z_top%outputs
if Tdb(i)>9.9

```

```

    Q_hp=min(x, hp_cap*fcap(Tdb(i)));
else
    Q_hp=0;
end
Q_sup=x-Q_hp;
if Q_hp>0 & Tdb(i)<40.1
    E_def=(0.7*3.5/60)*Q_hp/fcap(Tdb(i));
else
    E_def=0
end
temp=Q_hp*feir(Tdb(i))+Q_sup/Ksup+E_def;

%%%fcap.m%%%
function temp = fcap(T)
temp=0.313927+0.0118416*T+0.0000586*(T^2);

%%%feir.m%%%
function temp = feir(T)
global COP
temp=(2.057025-0.0332229*T+0.0002284*(T^2))/COP;

%%%E_Accu_Conv_Hibrid.m%%%
function temp=Eaccu(x) %calculates the converter load, kW
%x variable:load
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap...
Accu_cap hp_cap Ttsl %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error demand Z Eleft_top...
Z_top%outputs
dZ=60 ; % Dakika,döngü başlangıcında yapılan bir kabul
Pmax=2073.9; % Watt 5 ad.akü için (414.78*5=2073.9W,1 akü 1 saatte
%446*0.93=414.78 W verebiliyor.P=f(t) formülü E_conv_Hibrid dosyasında.
Emax_accu=Pmax*dZ*60; % Joule-Akünün dZ süresinde verebileceği sabit enerji
%( Formüle göre 59.94 dak.için 7875100 Joule )
if Emax_accu>=0.001
    Ecd_accu(i)=x*dZ*60*1000/0.93; % Joule-Aküden çekilen enerji (converter
%verimi=0.93), Pload_accu=Eaccu (sistemden gelen yük)
    Eleft_accu=Eleft_accu-Ecd_accu(i) % Joule-Aküde kalan enerji
    SOC=Eleft_accu/Emax_accu % Aküdeki doluluk durumu
end
if SOC>1.01
    Warning('Error-Eleft_accu>Emax_accu')
    Eleft_accu
    Emax_accu

```

```

SOC
elseif SOC>0.20 & SOC<=1.00
    Econv(i)=0;
    temp=x
else SOC<=0.20
    Eleft_accu=Eleft_accu+Ecd_accu(i) % Joule
    Ecd_accu(i)=Eleft_accu-Emax_accu*0.20; % Joule
    Eleft_accu=Eleft_accu-Ecd_accu(i) % Joule
    SOC=0.20
    Z=i*60;
    Z_top=Z
    Econv(i)=(1-SOC)*Emax_accu/8.5/0.83/1000/3600; % kW,ilk 8.5 saatte sabit
;akımla akü dolmalı,ya da hızlı şarjla 0.5*c (=boş.hızı/2)doldurulur
    temp=Ecd_accu(i)*0.93/(dZ*60*1000) % kW
end
if Econv(i)>0 & Econv(i)<0.05*fc_cap
    Econv(i)=0.05*fc_cap; % kW,Sadece akü için çalışan FC in min. çalışma kap.=
;0.05*fc_cap olmalı yoksa verimi düşer
end
end

%%%E_conv_Hibrid.m%%%
function temp=Econv(x)% kW,Converter yükü
global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tcw mHW i %inputs
global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap hp_cap...
Ttsl %constants
global Thwx Tfcx %variables
global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Emax_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error demand Z Eleft_top Z_top
%outputs
    dZ=(t2-t1)*60; % Dakika
    if dZ<1
        Pmax=0;
    else Pmax=(38.15*dZ+26970)*5/(dZ+6.865); %Watt,5 ad.akü için
    end
    Emax_accu=Pmax*dZ*60; %Joule-Akünün dZ süresinde verebileceği sabit enerji
    Z_top=Z_top+dZ
    if Z_top<=Z+510%8,5*60=510 dak.dolum süresi
        if Emax_accu>=0.001;
            dEleft_accu=x*1000*dZ*60 %Joule-Aküye doldurulacak enerji
            SOC=(Eleft_accu+dEleft_accu)/Emax_accu %Aküdeki gerçek doluluk
            if SOC>0.90 & SOC<1
                temp=x
                Z=0
                Z_top=0
            elseif SOC>=1

```



```

temp=0
    Z=0
    Z_top=0
else temp=dEleft_accu/(dZ*60)/1000; %kW,gerçek dEconv
end
else temp=0
    Z_top=Z_top-dZ
end
else Z_top>Z_top+510
temp=0
Z=0
Z_top=0
end

%%%%%%%%fuel_Hibrid.m%%%%%%%%
function temp=Fuel(x) %calculates the chemical energy in the fuel used for the FC
electric demand during each period, kW
    %x variable: dEfc_rate [kW], the net electricity output of the fuel cell system
    global Tdb Qsh Ela Eac Ef Tew mHW i %inputs
    global rTE UIAl UA mTS Cp Tzone Tx t1 t2 Kdw Thw Tsi Ksup Pfc fc_cap...
hp_cap Ttsl %constants
    global Thwx Tfcx %variables
    global Tts_t1 Tts_t2 Edw Qtsh Qhp Qsup Edef Efc Eaccu Ecd_accu Econv...
Eleft_accu Qdw Ehp Esup Ql Tts dE_ts Error demand Z Eleft_top Z_top%outputs
    if x>demand
        demand=x;
    end
    PLR=x/fc_cap;
    if PLR>1
        PLR=1;
        eta=0.9033*PLR^5-2.9996*PLR^4+3.6503*PLR^3...
-2.0704*PLR^2+0.4623*PLR+0.3747; % (is a func of only x, dEfc_rate)
    elseif PLR<0.05
        eta=0.2716; %FC system efficiency with battery
    else
        eta=0.9033*PLR^5-2.9996*PLR^4+3.6503*PLR^3...
-2.0704*PLR^2+0.4623*PLR+0.3747; %(is a func of only x, dEfc_rate)
    end
    temp=x/eta; %kWh

```

## TEŐEKKÜR

Doktora alıőmamı destekleyerek yneten Danıőmanım Sayın Prof. Dr Atakan Avcı' ya, yakıt hücreleri konusunda yararlı doküman ve önerileriyle araőtırmalarımı yönlendiren Uludağ Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi'nin kurucu dekanı Sayın Prof. Dr. A. Rasim Byktur'a , doktora çalışması için bana cesaret veren Uludağ Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi değerli ğretim yeleri Sayın Prof. Dr. Recep Yamankaradeniz ve Sayın Prof. Dr. Sedat lk'ye, tez çalıőmalarımı yakından takip eden Sayın Prof. Dr. Abdülvahap Yiğit, Sayın Prof. Dr. Recep Eren ve Marmara Üniversitesi Mühendislik Fakültesi ğretim yesi Sayın Prof. Dr. İsmail Ekmekçi' ye, çalıőmamın her aőamasında katkıları bulunan Makine Mühendisliği A.B.D.' nin tüm değerli ğretim üyelerine, bu zor dönemde gösterdikleri sabır ve anlayıő için aileme çok teőekkür ederim.

## ÖZGEÇMİŞ

Lisansını Gazi Üniversitesi Mühendislik ve Mimarlık Fakültesi Makine Mühendisliğinde, Y.Lisansını Uludağ Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği A.B.D.da “Doğalgaz Yangınları ve Yangına karşı alınacak Önlemler” konusunda yapan M.E.Uğur Öz uzun yıllar özel sektörde çalıştıktan sonra akademik hayata başladı. Halen Uludağ Üniversitesi Teknik Bilimler M.Y.O.’nda Doğalgaz Isıtma ve Sıhhi Tesisat Programı’nda Öğretim Görevlisi ve Program Başkanı olarak çalışmaktadır.Evli ve bir kız çocuk sahibidir. İngilizce bilmektedir.