

This project is part of the International Climate Initiative (IKI), The German Federal Ministry for the Environment,
Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMUB)
supports this initiative on the basis of a decision adopted by the German Bundestag

İZLEME VE RAPORLAMA TEBLİĞİ SEKTÖREL HESAPLAMA ÖRNEKLERİ

SERA GAZI EMİSYONLARININ İZLENMESİ,
RAPORLANMASI VE DOĞRULANMASI KONUSUNDA
KAPASİTE GELİŞTİRME PROJESİ

S

GİRİŞ

Sera Gazı Emisyonlarının Takibi Hakkında Yönetmelik ("Yönetmelik"), 17 Mayıs 2014 tarihli ve 29003 sayılı Resmî Gazete ile yayımlanmış, Yönetmelik kapsamını detaylandıran Sera Gazı Emisyonlarının İzlemesi ve Raporlanması Hakkında Tebliğ ("İ&R Tebliği") ise 22 Temmuz 2014 tarihli ve 29068 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Bu mevzuatın yürürlüğe girmesini takiben, Sera Gazı Emisyonlarının Doğrulanması ve Doğrulayıcı Kuruluşların Yetkilendirilmesi Tebliği ("Doğrulama Tebliği") 02.04.2015 tarihli ve 29314 sayılı Resmî Gazete'de yayınlanmıştır. Böylece, sera gazı emisyonlarının izlenmesi, raporlanması ve doğrulanması ile ilgili mevzuat oluşturulmuş bulunmaktadır.

Yönetmelik, İ&R Tebliği ve Doğrulama Tebliğinin aslî dokümanlar olduğu unutulmamalıdır.

Bu yardımcı doküman, yukarıda sayılan mevzuat gereğince Bakanlığa sunulması gereken izleme plan/raporlarında sera gazı emisyonlarının tesisler tarafından doğru bir şekilde hesaplanmasını kolaylaştırmak için hazırlanmış örneklerden oluşmakta olup emisyon hesaplamalarına yönelik örnek yaklaşımları ve hesaplama yöntemlerini içermektedir.

Hesaplamalarda kullanılan sektörlere özgü kaynak akışları ve hesaplama faktörlerine ilişkin bilgi, değer ve birimler sadece örnek niteliğinde olup tesislerin faaliyetlerine göre farklılık gösterebilir. Bu doküman; Tesislerin faaliyetlerine göre yaptıkları hesaplamalar, seçtikleri izleme yöntemleri, uygulayacakları kademeler ve diğer hususlar için faydalanacakları örnekleri içeren bir doküman olup tesislerin bu bilgi ve değerleri doğrudan kullanarak hesaplama yapmamaları gerektiği dikkate alınmalıdır.

İÇİNDEKİLER

Sektör 1: Toplam Anma Isıl Gücü 20 Mw Ve Üzeri Tesislerde Yakıtların Yakılması (Tehlikeli Veya Evsel Atıkların Yakılması Hariç).....	1
Sektör 2: Petrol Rafinasyonu.....	5
Sektör 3: Kok Üretimi.....	12
Sektör 4: Metal Cevheri (Sülfür Cevheri Dâhil) Kavrulması, Sinterlenmesi Veya Peletlenmesi.....	16
Sektör 5: Kapasitesi 2,5 Ton/Saat Ve Üzeri, Sürekli Döküm De Dâhil Olmak Üzere, PİK Demir Ve Çelik Üretimi (Birincil Ve İkincil Ergitme).....	21
Sektör 6: Toplam Anma Isıl Gücü 20 Mw Ve Üzeri Yakma Üniteleri Kullanılarak Demir İçeren Metallerin (Demirli Alaşımlar Dâhil) Üretimi Veya İşlenmesi.....	26
Sektör 7: Birincil Alüminyum Üretimi Ve İşlenmesi.....	32
Sektör 8: Toplam Anma Isıl Gücü 20 Mw Ve Üzeri Yakma Üniteleri Kullanılarak İkincil Alüminyum Üretimi.....	41
Sektör 9: Toplam Anma Isıl Gücü (İndirgeme Maddesi Olarak Kullanılan Yakıtlar Dâhil) 20 Mw Ve Üzeri Yakma Üniteleri Kullanılarak Alaşımların Üretimi, Rafine Edilmesi, Dökümhane Dökümü, Vb. Dâhil Olmak Üzere Demir Dışı Metallerin Üretimi Veya İşletilmesi.....	46
Sektör 10: Günlük Kapasitesi 500 Ton Ve Üzeri Döner Fırınlarda Veya Günlük Kapasitesi 50 Tonu Aşan Diğer Ocaklarda Klinker Üretimi.....	51
Sektör 11: Günlük Kapasitesi 50 Ton Ve Üzeri Döner Fırınlarda Veya Diğer Ocaklarda Kireç Üretimi Veya Dolomitin Veya Magnezitin Kalsinasyonu.....	56
Sektör 12: Günlük Ergitme Kapasitesi 20 Ton Ve Üzeri Cam Elyafı Da Dâhil Olmak Üzere Cam Üretimi.....	61
Sektör 13: Günlük Üretim Kapasitesi 75 Ton Ve Üzeri, Özellikle Çatı Kiremitleri, Tuğlalar, Refrakter Tuğlalar, Karolar, Taş Ürünler Veya Porselen Olmak Üzere, Pişirme İle Seramik Ürünlerin Üretimi.....	65

İÇİNDEKİLER

Sektör 14: Günlük Ergitme Kapasitesi 20 Ton Ve Üzeri, Cam, Taş Veya Cüruf Kullanılarak Mineral Elyaf Yalıtım Malzemesi Üretimi.....	69
Sektör 15: Toplam Anma Isıl Gücü 20 Mw Ve Üzeri Yakma Üniteleri Kullanılarak Alçı Taşının Kurutulması Veya Kalsinasyonu Veya Alçı Panoların Ve Diğer Alçı Taşı Ürünlerinin Üretimi.....	73
Sektör 16: Odundan Veya Diğer Lifli Malzemelerden Selüloz Üretimi.....	77
Sektör 17: Günlük Üretim Kapasitesi 20 Ton Ve Üzeri, Kâğıt, Mukavva Veya Karton Üretimi.....	82
Sektör 18: Toplam Anma Isıl Gücü 20 Mw Ve Üzeri Yakma Ünitelerinin Kullanılarak Petrol, Katran, Krating Ve Damıtma Kalıntıları Gibi Organik Maddelerin Karbonizasyonunu da İçeren Karbon Siyahı Üretimi).....	86
Sektör 19: Nitrik Asit Üretimi.....	91
Sektör 20: Adipik Asit Üretimi.....	98
Sektör 21: Glioksal Ve Glioksilik Asit Üretimi.....	105
Sektör 22: Amonyak Üretimi.....	112
Sektör 23: Günlük Üretim Kapasitesi 100 Ton Ve Üzeri Krating, Reforming, Kismî Veya Tam Yükseltgenme Veya Benzeri İşlemler İle Büyük Hacimli Organik Kimyasal Maddelerin Üretimi.....	116
Sektör 24: Günlük Üretim Kapasitesi 25 Ton Ve Üzeri, Reforming Veya Kismî Yükseltgenme İle Hidrojen (H ₂) Ve Sentez Gazının Üretimi.....	120
Sektör 25: Soda Külü (Na ₂ CO ₃) Ve Sodyum Bikarbonat (NaHCO ₃) Üretimi.....	124

Sektör 1

TOPLAM ANMA ISIL GÜCÜ 20 MW VE ÜZERİ TESİSLERDE YAKITLARIN YAKILMASI (TEHLİKELİ VEYA EVSEL ATIKLARIN YAKILMASI HARIÇ)

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 1 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 1; toplam anma ısıl gücü 20 MW ve üzeri tesislerde yakıtların yakılması (tehlikeli veya evsel atıkların yakılması hariç) tesislerinden salınan emisyonları kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Buhar kazanları, sanayi ocakları, türbinler, ısıtıcılar, her türlü fırınlar, insineratörler, ocaklar, kurutucular, motorlar, alev bacaları, yıkayıcı kuleler (proses emisyonları) ve (nakliye amaçlı olarak kullanılan içten yanmalı motora sahip ekipman ve makineler hariç olmak üzere) diğer yakıt kullanan ekipman ve makineler.

Yanma emisyonları; kütle dengesi yönteminin kullanıldığı durumlarda Tebliğ Madde 23 uyarınca, diğer durumlarda İ&R Tebliği Madde 22(1) uyarınca izlenir. İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 2'de tanımlanan kademeler uygulanır.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Baca gazı akışından asit gazın temizlenmesi için karbonat kullanımından kaynaklanan CO₂ proses emisyonları İ&R Tebliği Madde 22(2) uyarınca, tüketilen karbonat (Yöntem A), veya üretilen alçı taşı (Yöntem B) bazında hesaplanır ve aşağıda tanımlanmış kademeler uygulanır:

Yöntem A: Emisyon Faktörü

Kademe 1: Emisyon faktörleri İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 2'de listelenen stokiyometrik oranlar ile belirlenir. İlgili girdi malzemelerindeki CaCO₃ ve MgCO₃ miktarları ulusal ve uluslararası standartlar kullanılarak belirlenir.

Yöntem B: Emisyon Faktörü

Kademe 1: Emisyon faktörü kuru alçı taşının (CaSO₄.2H₂O) salınan CO₂'ye stokiyometrik oranı olmalıdır: 0,2558 t CO₂/ t alçı taşı.

Alev bacalarından kaynaklanan emisyonlar hesaplanırken özel koşullar geçerlidir. İşletme; rutin tutuşmaları, işletimsel tutuşmaları (acil durumların yanı sıra devre dışı kalma, başlatma ve kapatma) ve İ&R Tebliği Madde 46 uyarınca dâhili CO₂'yi de emisyon hesabına katmalıdır.

İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 2.1'de emisyon faktörü için kademe 1 ve kademe 2b aşağıdaki gibi tanımlanmıştır.

Kademe 1: İşletme, baca gazları için ihtiyatlı bir ikame olarak kullanılan saf etanın yanmasından elde edilen 0,00393 t CO₂/Nm³ lük referans emisyon faktörünü kullanır.

Kademe 2b: Tesise özgü emisyon faktörleri, sanayi standart modellerine dayanan proses modellemesi kullanılarak, alev bacası akışının moleküler ağırlığının tahmininden elde edilir. Katkıda bulunan her bir akışın göreceli oranlarını ve moleküler ağırlıklarını değerlendirerek, baca gazının moleküler ağırlığı için ağırlıklı yıllık ortalama bir değer elde edilir.

İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 2.3 hükümlerince alev bacalarında yükseltgenme faktörü için sadece kademe 1 ve kademe 2b uygulanır.

Gaz işleme terminalerinde gerçekleşen yanma prosesleri İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca kütle dengesi yöntemi kullanılarak izlenir.

İşletme, tesisinin sera gazı emisyonlarının belirlenmesi için **standart yöntemi** kullanabilir ve aşağıdaki örnek yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı CO₂ emisyonları ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları(enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- FV = Faaliyet Verisi
- NKD = Net Kalorifik Değer
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 1⁸

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer	Birim	Kademe ¹¹	Değer	Birim	Kademe ¹²	Değer	Birim	Kademe ¹¹	Değer	Birim
Motorin	3	1.000	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal Gaz	2	10.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	56,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Antrasit Kömür	4	100.000	t	3	27,1	GJ/t	3	99,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Odun Atığı	4	30.000	t	---	---	---	3	1,832	t CO ₂ /t	2	95,4	%	1	100	%
Kireç Taşı	4	1.000	t	---	---	---	1	0,440	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Magnezyum Karbonat	4	2.000	t	---	---	---	1	0,522	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Dolomit	4	3.000	t	---	---	---	3	0,485	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt akışı X¹³															
.....															
Hammadde akışı Y¹⁴															
.....															

⁸ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

⁹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından belirlenen değerdir.

¹⁰ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından belirlenen değerdir.

¹¹ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹² EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁴ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, aşağıdaki formül yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Motorin	1.000	t	43,0	GJ/t	0,0741	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	1.000 t x 43,0 GJ/t x 0,0741 t CO ₂ /GJ x 1 x 1 = 3.186,3
Doğal Gaz	10.000.000	Nm ³	0,036	GJ/Nm ³	0,0561	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	10.000.000 Nm ³ x 0,036 GJ/Nm ³ x 0,0561 t CO ₂ /GJ x 1 x 1 = 20.196,0
Antrasit	100.000	t	27,1	GJ/t	0,0991	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	100.000 t x 27,1 GJ/t x 0,0991 t CO ₂ /GJ x 1 x 1 = 268.561,0
Odun Atığı	30.000	t	---	---	1,832	t CO ₂ /t	95,4	%	100	%	30.000 t x 1,832 t C/t x (1-0,954) x 1 = 2.528,2
Toplam	(3.186,3 + 20.196,0 + 268.561,0 + 2.528,2) t CO₂										= 294.471,5

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, aşağıdaki formül yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim ¹⁵	Değer	Birim	Değer	Birim	
Kireçtaşı	1.000	t	0,440	t CO ₂ /t	0	%	100	%	1.000 t x 0,440 t CO ₂ /t x 1 x 1 = 440,0
Magnezyum karbonat	2.000	t	0,522	t CO ₂ /t	0	%	100	%	2.000 t x 0,522 t CO ₂ /t x 1 x 1 = 1.044,0
Dolomit	3.000	t	0,485	t CO ₂ /t	0	%	100	%	3.000 t x 0,485 t CO ₂ /t x 1 x 1 = 1.455,0
Toplam	(440,0 + 1.044,0 + 1.455,0) t CO₂								= 2.939,0

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(294.471,5 + 2.939,0) \text{ t CO}_2 =$$

297.411 t CO₂

¹⁵ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (I&R Tebliği Madde 23).

Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması

Sektör 2

PETROL RAFİNASYONU

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup, Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 2 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 2 petrol rafinerilerinde gerçekleşen yanma ve üretim proseslerini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Buhar kazanları, proses ısıtıcıları /treaters, içten yanmalı motorlar / türbinler, katalitik ve termal oksitleyiciler, kok işleyen fırınlar, yangın pompaları, acil durum/yedek jeneratörler, alev bacaları, insineratörler, parçalayıcılar, hidrojen üretim birimleri, Klaus proses birimleri, katalizör rejenerasyon (katalitik kraking ve diğer katalitik işlemleri ile) ve koklaştırıcı (fleksi-koklaştırıcı, geciktirilmiş koklaştırma).

Rafinerilerde gerçekleşen yanma emisyonlarının hesabı İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 1'e uygun olarak (baca gazı yıkama işlemi de dâhil olmak üzere) izlenir ve raporlanır [→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

No:1]. İşletme, rafinerinin tamamı veya ağır petrol gazlaştırma veya kalsinasyon tesisleri gibi ayrı prosesler için İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca kütle dengesi yöntemini kullanabilir. İzleme için standart yöntem ve kütle dengesi yöntemleri birleştirilerek kullanıldığında işletme, emisyonların tamamının izlendiğini ve emisyonların mükerrer sayımının yapılmadığını belgelemelidir.

Katalitik kraking rejenerasyonu, diğer katalizör rejenerasyonu ve fleksi-koklaştırıcılardan kaynaklanan emisyonlar, giren havanın ve baca gazının durumu dikkate alınarak İ&R Tebliği Madde 22 ve Madde 23 uyarınca kütle dengesi yöntemi kullanılarak izlenir. Baca gazının içinde bulunan CO'nun tamamı, 1 t CO₂ = 1,571 t CO denklemi kullanılarak CO₂'ye çevrilir ve emisyon hesabına katılır.

Giren hava ve baca gazına ilişkin analizler ve kademe seçimi İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca yapılır. Spesifik hesaplama yöntemi Bakanlık onayına tabidir.

Hidrojen üretiminden kaynaklanan emisyonlar, İ&R Tebliği Madde 22 uyarınca faaliyet verisinin (ton olarak beslenen hidrokarbon girdisi olarak ifade edilen) emisyon faktörüyle (ton CO₂/ ton girdi olarak ifade edilen) çarpılmasıyla hesaplanır. Emisyon faktörü için aşağıdaki kademeler tanımlanmıştır:

Kademe 1: İşletme, ihtiyatlı olarak etana⁸ dayanan, beslenen işlenmiş ton başına 2,9 tCO₂'lik referans değeri kullanır.

Kademe 2: İşletme İ&R Tebliği Madde 30-33 ile uyumlu olarak besleme gazının karbon içeriğinden hesaplanan faaliyete özgü emisyon faktörünü kullanır.

İşletme, tesisin sera gazı emisyonlarının belirlenmesi için **standart yöntemi** kullanabilir.

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan, proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı CO₂ emisyonları ile proses emisyonlarını toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV = Faaliyet Verisi*
- *NKD = Net Kalorifik Değer*
- *EF = Emisyon Faktörü*
- *BO = Biyokütle Oranı*
- *YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*
- *DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*

⁸ 2,9 t CO₂ = 0,7915 t C

İşletme, sera gazı emisyonlarının **kütle dengesi yöntemiyle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. Prosese girdi akışları k ($k=1$ 'den n 'ye kadar olan) ve çıktı akışları k ($k=1$ 'den n 'ye kadar olan) aşağıdaki formül yardımıyla ayrı hesaplanır.

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi akışları)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıkıı akışları)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

6. Yıllık toplam emisyonlar, girdi ve çıktı kaynak akışlarından kaynaklanan CO_2 emisyonlarının farkının alınmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (girdi akışları)} - CO_2 \text{ emisyonları (çıkıı akışları)}$$

7. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO_2] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO_2 = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- FV = Faaliyet Verisi
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 2⁹

Rafineriler komplike proseslere sahip tesislerdir. Bu örnekte; yanma, kalsinasyon, ağır petrol gazlaştırma, hidrojen üretimi, katalizör rejenerasyon (Akışkan katalitik parçalama -FCC- ve diğer katalitik işlemler) prosesleri için CO_2 emisyonları hesaplanmıştır.

Yanma emisyonları standart yöntem kullanılarak hesaplanır. Katalizör rejenerasyon emisyonları, kütle dengesi ile giren hava ve baca gazı da göz önüne alınarak bulunur. Baca gazındaki tüm CO^{10} , CO_2 'ye dönüştürülerek emisyon hesabına katılır. Rafinerilerde hidrojen üretimi sırasında salınan CO_2 , beslenen gazın içeriğindeki karbondan kaynaklandığı için CO_2 emisyonlarının girdi temelli olarak hesaplanması gerekir.

Ağır fuel oil (HFO) gazlaştırma ve kalsinasyon proseslerinden kaynaklanan emisyonlar kütle dengesi yöntemiyle hesaplanır. İşletme, standart yöntem ve kütle dengesi yöntemlerinin birleştirilerek kullanılması durumunda emisyonların eksiksiz olarak hesaplandığını ve mükerrer sayımın yapılmadığını belgelemeli ve bu belgeleri Bakanlığa sunmalıdır.

⁹ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹⁰ 1 t CO₂ = t CO x 1,571

A. Standart Yöntem

A1: Aşağıdaki tabloda onaylanmış izleme planı doğrultusunda yanma prosesi, hidrojen üretimi ve baca gazlarının kütle dengesi ilgili kaynak ve hammadde akışları listelenmiştir.

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ¹¹	Değer	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹³	Birim	Kademe ¹⁴	Değer ¹³	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Motorin 1	4	250.000	t	3	41,54	GJ/t	3	0,0732	t CO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Motorin 2	4	300.000	t	3	42,12	GJ/t	3	0,0809	t CO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Yakıt gazı 1	4	65.000	t	3	49,38	GJ/t	3	0,0282	t CO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Yakıt gazı 2	4	310.000	t	3	50,89	GJ/t	3	0,0576	t CO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Alev bacası gazı	3	2.700.000	Nm ³	yok	---	---	yok	0,7642	kgC/Nm ³	yok	0	%	1	100	%
Rafineri gazı	2	90.000	t	yok	---	---	3	649,40	kgC/t	yok	0	%	1	100	%
Baca gazı-reformer	yok	15.000.000	Nm ³	yok	---	---	yok	0,0972	kgC/Nm ³	yok	0	%	1	100	%
Baca gazı AKK ¹⁵	4	950.000.000	Nm ³	yok	---	---	3	0,0968	kgC/Nm ³	yok	0	%	1	100	%
Yakıt Akışı X ¹⁶															

Bir rafineride genellikle içerik olarak çok az farkla birden fazla hafif fuel oil kaynak akışları ve yakıt gazı akışları bulunur. Buradaki örneği açık ve basit tutabilmek için 2'şer adet hafif fuel oil ve yakıt gazı akışı gösterilmiş ve bu akışlara dair endüstrideki tipik düşük ve yüksek hesaplama faktörleri uygulanmıştır.

A2: Yakıt akışlarına ait CO₂ emisyonları standart yöntemle hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Eğer emisyon faktörü [t C/t] ya da [t C/Nm³] cinsinden verilmişse aşağıdaki denklem kullanılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

¹¹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹² NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁴ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁵ Akışkan Katalitik Parçalama ünitesinden salınan baca gazıdır.

¹⁶ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Motorin 1	250.000	t	41,54	GJ/t	0,0732	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	$250.000 \text{ t} \times 41,54 \text{ GJ/t} \times 0,0732 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 760.182,0$
Motorin 2	300.000	t	42,12	GJ/t	0,0809	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	$300.000 \text{ t} \times 42,12 \text{ GJ/t} \times 0,0809 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 1.022.252,4$
Yakıt gazı 1	65.000	t	49,38	GJ/t	0,0282	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	$65.000 \text{ t} \times 49,38 \text{ GJ/t} \times 0,0282 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 90.513,5$
Yakıt gazı 2	310.000	t	50,89	GJ/t	0,0576	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	$310.000 \text{ t} \times 50,89 \text{ GJ/t} \times 0,0576 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 908.691,8$
Alev bacası gazı	2.700.000	Nm ³	---	---	0,7642	kg C/Nm ³	0	%	100	%	$2.700.000 \text{ Nm}^3 \times 0,0007642 \text{ t C/Nm}^3 \times (1-0) \times 1 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 7.560,1$
Rafineri gazı	90.000	t	---	---	649,4	kg C/t	0	%	100	%	$90.000 \text{ t} \times 0,6494 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 214.146,1$
Baca gazı - yenileyici¹⁷	15.000.000	Nm ³	---	---	0,0972	kg C/ Nm ³	0	%	100	%	$15.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,0000972 \text{ t C/Nm}^3 \times (1-0) \times 1 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 5.342,1$
Baca gazı AKK	950.000.000	Nm ³	---	---	0,0968	kg C/ Nm ³	0	%	100	%	$950.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,0000968 \text{ t C/Nm}^3 \times (1-0) \times 1 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 336.941,4$
Toplam	$(760.182,0 + 1.022.252,4 + 90.513,5 + 908.691,8 + 7.560,1 + 214.146,1 + 5.342,1 + 336.941,4) \text{ t CO}_2$										= 3.345.629,4 t CO₂

A3: Bu durumda standart yöntemle hesaplanan toplam CO₂ emisyonu:

3.345.629,4 t CO₂

¹⁷ Reformer ünitesinden salınan baca gazıdır.

B. Kütle Dengesi Yöntemi

B1: Aşağıdaki tablo, örnek rafineri tesisinin onaylanmış izleme planı doğrultusunda ağır fuel oil (HFO) gazlaştırma ve kalsinasyon prosesleri için kaynak akışlarını listelemektedir:

Girdi akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ¹³	Değer	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹³	Birim	Kademe ¹⁴	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Petrol koku	4	80.000	t	yok	--	--	3	0,8561	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Ağır Fuel Oil (HFO)	4	350.000	t	yok	--	--	3	0,8416	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Girdi Akışı X¹⁸															

Çıktı akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ¹¹	Değer	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹³	Birim	Kademe ¹⁴ Error! Benchmark	Değer ¹⁵	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Kalsine kok	4	60.000	t	yok	--	--	3	0,9757	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Sentez gazı	4	200.000	t	yok	--	--	3	0,3751	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Karbon siyahı suyu	4	670.000	t	yok	--	--	3	0,0091	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt gazı bileşeni	4	130.000	t	yok	--	--	3	0,2222	t C/t	yok	0	%	1	100	%
CO₂-alımı	4	100.000	t	yok	--	--	3	0,2729	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Çıktı Akışı X¹⁹															

B2: Girdi ve çıktı kaynak akışlarından kaynaklanan CO₂ emisyonları aşağıdaki denklemle hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

¹⁸ Ek girdi akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁹ Ek çıktı akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Petrol koku	80.000	t	0,8561	t C/t	0	%	100	%	$80.000 \text{ t} \times 0,8561 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 250.940,0$
Ağır Fuel Oil (HFO)	350.000	t	0,8416	t C/t	0	%	100	%	$350.000 \text{ t} \times 0,8416 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 1.079.267,8$
Toplam	(250.940,0 + 1.079.267,8) t CO₂								= 1.330.207,8

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Kalsine kok	60.000	t	0,9757	t C/t	0	%	100	%	$60.000 \text{ t} \times 0,9757 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 214.497,9$
Sentez gazı	200.000	t	0,3751	t C/t	0	%	100	%	$200.000 \text{ t} \times 0,3751 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 274.873,3$
Karbon siyahı suyu	670.000	t	0,0091	t C/t	0	%	100	%	$670.000 \text{ t} \times 0,0091 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 22.339,4$
Yakıt gazı bileşeni	130.000	t	0,2222	t C/t	0	%	100	%	$130.000 \text{ t} \times 0,2222 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 105.838,3$
CO₂-alımı	100.000	t	0,2729	t C/t	0	%	100	%	$100.000 \text{ t} \times 0,2729 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 99.990,6$
Toplam	(214.497,9 + 274.873,3 + 22.339,4 + 105.838,3 + 99.990,6) t CO₂								= 717.539,5

B3: Kütle dengesi yönteminde CO₂ emisyonları aşağıdaki denklem yardımıyla hesaplanır:

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 \text{ emisyonları} &= \\ \text{CO}_2 \text{ emisyonları (girdi kaynak akışları)} - \text{CO}_2 \text{ emisyonları (çıkı kaynak akışları)} &= \\ (1.330.207,8 - 717.539,5) \text{ t CO}_2 &= \\ \mathbf{612.668,3 \text{ t CO}_2} & \end{aligned}$$

C. Toplam CO₂ Emisyonları

Rafineri tarafından salınan toplam yıllık emisyon miktarı, standart yöntem ile kütle dengesi yöntemiyle hesaplanan emisyonlar toplanarak bulunur:

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 \text{ emisyonları} &= \\ \text{CO}_2 \text{ emisyonları (standart yöntem)} + \text{CO}_2 \text{ emisyonları (kütle dengesi yöntemi)} &= \\ (3.345.629,4 + 612.668,3) \text{ t CO}_2 &= \end{aligned}$$

3.958.298 t CO₂

Sektör 3 KOK ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup, Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 3 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 3, kok üretimini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Hammaddeler (kömür veya petrol koku dâhil), yakıtlar (doğal gaz dâhil), proses gazları (yüksek fırın gazı dâhil), diğer yakıtlar ve atık gaz yıkama.

İşletme, İ&R Tebliği Madde 23 ve EK-2 Bölüm 3 uyarınca kütle dengesi yöntemini veya İ&R Tebliği Madde 22 ve EK-2 Bölüm 2 ve 4 uyarınca standart yöntemi kullanabilir.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

İşletme, sera gazı emisyonlarının **kütle dengesi yöntemiyle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. Prosese girdi akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) ve çıktı akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) aşağıdaki formül yardımıyla ayrı ayrı hesaplanır.

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

6. Yıllık toplam emisyonlar, girdi ve çıktı kaynak akışlarından kaynaklanan CO₂ emisyonlarının farkının alınmasıyla aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)}$$

7. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 3⁸

Bu sayısal örnekte kütle dengesi yöntemi uygulanmıştır. Aşağıdaki tabloda bütün girdi ve çıktı akışları, ilgili hesaplama parametreleriyle beraber listelenmiştir.

Girdi Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Yakıt/ham madde kaynak akışı												
Kömür	4	5.000.000	t	3	0,775	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Yağ	yok	3.500	t	yok	0,900	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Girdi Akışı X¹²												
.....												
Çıktı Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Yakıt/ham madde kaynak akışı												
Kok	4	4.000.000	t	3	0,835	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Kok fırını gazı	4	850.000.000	Nm ³	3	0,0002	tC/Nm ³	yok	---	---	1	100	%
Zift	4	150.000	t	3	0,910	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Benzol	4	40.000	t	3	0,905	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Çıktı Akışı X¹³												
.....												

Yorum: Kok fırını gazı, İ&R Yönetmeliği EK-1 dâhilindeki başka bir tesise ihraç edilmiştir.

⁸ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

⁹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁰ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹² Ek girdi akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹³ Ek çıktı akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **girdi kaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır¹⁴:

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Kömür	5.000.000	t	0,775	tC/t	0	%	100	%	$5.000.000 \text{ t} \times 0,775 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 14.198.000$
Yağ	3.500	t	0,900	tC/t	0	%	100	%	$3.500 \text{ t} \times 0,900 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 11.541,6$
Toplam	(14.198.000,0 + 11.541,6) t CO₂								= 14.209.541,6

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **çıktı kaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Kok	4.000.000	t	0,835	tC/t	0	%	100	%	$4.000.000 \text{ t} \times 0,835 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 12.237.760,0$
Kok fırını gazı	850.000.000	Nm ³	0,0002	tC/Nm ³	0	%	100	%	$850.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,0002 \text{ tC/Nm}^3 \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 622.880,0$
Zift	150.000	t	0,910	tC/t	0	%	100	%	$150.000 \text{ t} \times 0,910 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 500.136,0$
Benzol	40.000	t	0,905	tC/t	0	%	100	%	$40.000 \text{ t} \times 0,905 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 132.636,8$
Toplam	(12.237.760 + 622.880 + 500.136 + 132.636,8) t CO₂								= 13.494.412,8

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, girdi kaynaklı emisyonlardan çıktı kaynaklı CO₂ emisyonların çıkarılmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı) - CO}_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı) =}$$

$$(14.209.541,6 - 13.494.412,8) \text{ t CO}_2 =$$

716.129 t CO₂

¹⁴ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

Sektör 4

METAL CEVHERİ (SÜLFÜR CEVHERİ DÂHİL) KAVRULMASI, SİNERLENMESİ VEYA PELETLENMESİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup, Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle denge yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akışı kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 4 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 4, metal cevherinin (sülfür cevheri dâhil) kavrulması, sinterlenmesi veya peletlenmesi proseslerini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Hammaddeler (kireçtaşının kalsinasyonu, dolomit ve karbonatlı demir cevheri, FeCO₃ dâhil), yakıtlar (doğal gaz ve kok/kok tozu dâhil), proses gazları (kok fırın gazı ve yüksek fırın gazı dâhil), sinter tesisinin neden olduğu filtre edilmiş toz dâhil olmak üzere girdi malzemesi olarak kullanılan proses kalıntıları, dönüştürücüler ve yüksek fırın, diğer yakıtlar ve atık gaz yıkaması.

İşletme, emisyonları İ&R Tebliği Madde 23 ve EK-2 Bölüm 3 kapsamında kütle dengesi yöntemiyle veya İ&R Tebliği Madde 22 ve EK-2 Bölüm 2 ve 4 kapsamında standart yöntemle izleyebilir.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

İşletme, sera gazı emisyonlarının **kütle dengesi yöntemiyle**⁸ belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan izleme planından veya onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. Prosese girdi akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) ve çıktı akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) aşağıdaki formül yardımıyla ayrı ayrı hesaplanır.

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıkıtkaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

6. Yıllık toplam emisyonlar, girdi ve çıktı kaynak akışlarından kaynaklanan CO₂ emisyonlarının farkının alınmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - CO_2 \text{ emisyonları (çıkıtkaynaklı)}$$

7. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 4⁹

Bu sayısal örnekte kütle dengesi yöntemi uygulanmıştır. Aşağıdaki tabloda girdi ve çıktı kaynak akışlarının tamamı, ilgili hesaplama parametreleriyle beraber listelenmiştir.

⁸ İşletme, alternatif olarak yanma emisyonları için (bu örnekte doğal gaz) standart yöntemi [Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör No:1], diğer kaynak akışları için ise kütle dengesi yöntemini kullanabilir.

⁹ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

Girdi Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
Yakıt/hammadde kaynak akışı	Kademe ¹⁰	Değer	Birim	Kademe ¹¹	Değer ¹²	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Cevher yığını	4	2.500.000	t	3	0,0015	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Cevher konsantresi	4	4.000.000	t	3	0,0010	tC/t	yok	---	---	1	100	%
İkame cevher	4	10.000	t	3	0,0250	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Kireçtaşı	4	600.000	t	3	0,1200	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Dolomit	4	150.000	t	3	0,1300	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Cüruf	4	250.000	t	3	0,0090	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Haddehane pulu (tufali)	4	100.000	t	3	0,0050	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Toz	4	50.000	t	3	0,0300	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Sinter parçaları	4	150.000	t	3	0,0028	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Çamur	4	6.000	t	3	0,0100	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Antrasit	4	65.000	t	3	0,7660	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Kok tozu	4	400.000	t	3	0,7640	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Yüksek fırın gazı	4	35.000.000	Nm ³	3	0,00023	tC/Nm ³	yok	---	---	1	100	%
Kok fırın gazı	4	20.000.000	Nm ³	3	0,00020	tC/Nm ³	yok	---	---	1	100	%
Girdi Akışı X¹³												
.....												
Çıktı Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
Yakıt/hammadde kaynak akışı	Kademe ¹⁰	Değer	Birim	Kademe ¹¹	Değer ¹²	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Sinter	4	7.000.000	t	3	0,0013	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Çamur	4	3.000	t	3	0,0300	tC/t	yok	---	---	1	100	%
Çıktı Akışı X¹⁴												
.....												

¹⁰ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹² Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹³ Ek girdi akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁴ Ek çıktı akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **girdi kaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır¹⁵:

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Cevher yığını	2.500.000	t	0,0015	tC/t	0	%	100	%	$2.500.000 \text{ t} \times 0,0015 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 13.740,0$
Cevher konsantresi	4.000.000	t	0,0010	tC/t	0	%	100	%	$4.000.000 \text{ t} \times 0,0010 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 14.656,0$
İkame cevher	10.000	t	0,0250	tC/t	0	%	100	%	$10.000 \text{ t} \times 0,0250 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 916,0$
Kireçtaşı	600.000	t	0,1200	tC/t	0	%	100	%	$600.000 \text{ t} \times 0,1200 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 263.808,0$
Dolomit	150.000	t	0,1300	tC/t	0	%	100	%	$150.000 \text{ t} \times 0,1300 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 71.448,0$
Cüruf	250.000	t	0,0090	tC/t	0	%	100	%	$250.000 \text{ t} \times 0,0090 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 8.244,0$
Haddehane pulu (tufali)	100.000	t	0,0050	tC/t	0	%	100	%	$100.000 \text{ t} \times 0,0050 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 1.832,0$
Toz	50.000	t	0,0300	tC/t	0	%	100	%	$50.000 \text{ t} \times 0,0300 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 5.496,0$
Sinter parçaları	150.000	t	0,0028	tC/t	0	%	100	%	$150.000 \text{ t} \times 0,0028 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 1.538,9$
Çamur	6.000	t	0,0100	tC/t	0	%	100	%	$6.000 \text{ t} \times 0,0100 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 219,8$
Antrasit	65.000	t	0,7660	tC/t	0	%	100	%	$65.000 \text{ t} \times 0,7660 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 182.430,6$
Kok tozu	400.000	t	0,7640	tC/t	0	%	100	%	$400.000 \text{ t} \times 0,7640 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 1.119.718,4$
Yüksek fırın gazı	35.000.000	Nm ³	0,00023	tC/Nm ³	0	%	100	%	$35.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,00023 \text{ tC/Nm}^3 \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 29.495,2$
Kok fırın gazı	20.000.000	Nm ³	0,00020	tC/Nm ³	0	%	100	%	$20.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,00020 \text{ tC/Nm}^3 \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 14.656,0$
Toplam	$(13.740,0 + 14.656,0 + 916,0 + 263.808,0 + 71.448,0 + 8.244,0 + 1.832,0 + 5.496,0 + 1.538,9 + 219,8 + 182.430,6 + 1.119.718,4 + 29.495,2 + 14.656,0) \text{ t CO}_2$								= 1.728.198,9

¹⁵ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **çıktı kaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Çıktı Akışı	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	
Sinter	7.000.000	t	0,0013	tC/t	0	%	100	%	$7.000.000 \text{ t} \times 0,0013 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 33.342,4$
Çamur	3.000	t	0,0300	tC/t	0	%	100	%	$3.000 \text{ t} \times 0,0300 \text{ tC/t} \times (1-0) \times 1 \times 3,664 = 329,8$
Toplam	(33.342,4 + 329,8) t CO₂								= 33.672,2

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, girdi kaynaklı emisyonlardan çıktı kaynaklı CO₂ emisyonların çıkarılmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis)} = \text{CO}_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - \text{CO}_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)} =$$

$$(1.728.198,9 - 33.672,2) \text{ t CO}_2 =$$

1.694.527 t CO₂

Sektör 5 KAPASİTESİ 2,5 TON/SAAT VE ÜZERİ, SÜREKLİ DÖKÜM DE DÂHİL OLMAK ÜZERE, PİK DEMİR VE ÇELİK ÜRETİMİ (BİRİNCİL VE İKİNCİL ERGİTME)

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 5 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 5; kapasitesi 2,5 ton/saat ve üzeri, sürekli döküm de dâhil olmak üzere, pik demir ve çelik üretimini (birincil ve ikincil ergitme) kapsar. Birincil ergitme, demir cevherinden yüksek fırın teknolojisiyle, ikincil ergitme ise hurda demirden elektrik ark ocağı (EAO) teknolojisiyle metal üretimini kapsar. İşletme asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Hammaddeler (kireçtaşının kalsinasyonu, dolomit ve karbonatlı demir cevheri, FeCO₃ dâhil), yakıtlar (doğal gaz, kömür ve kok), indirgeyici madde (kok, kömür ve plastikler dâhil), proses gazları (kok fırın gazı, yüksek fırın gazı ve bazik oksijen fırın gazı dâhil), grafit elektrotların tüketimi, diğer yakıtlar ve atık gaz yıkaması.

İşletme pik demir ve çelik üretiminden kaynaklanan emisyonların izlenmesi için emisyonların mükerrer sayımını ve eksik olmasını engelleyecek şekilde, İ&R Tebliği Madde 23 ve EK-2 Bölüm 3 uyarınca kütle dengesi yöntemini veya Madde 22 ve EK-2 Bölüm 2 ve 4 uyarınca standart yöntemi kullanabilir.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 3.2 uyarınca, karbon içeriği için kademe 3 aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

Kademe 3: İşletme giriş ve çıkış akışlarının karbon içeriğini, İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca, yakıtların, ürünlerin ve yan ürünlerin temsili örneklemelerine, bunların karbon içeriklerinin ve biyokütle oranlarının belirlenmesine dayanarak elde eder. İşletme, İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca, ürünlerin veya yarı ürünlerin yıllık analizlerindeki karbon içeriğini temel alır veya karbon içeriğini ilgili uluslararası veya ulusal standartlarda belirlenmiş ortalama kompozisyon değerlerinden elde eder.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **kütle dengesi yöntemiyle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan izleme planından veya onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. Prosese girdi akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) ve çıktı akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) aşağıdaki formül yardımıyla ayrı ayrı hesaplanır.

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

6. Yıllık toplam emisyonlar girdi ve çıktı kaynak akışlarından kaynaklanan CO₂ emisyonlarının farkının alınmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)}$$

7. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

*Hesaplama parametreleri:

- *FV = Faaliyet Verisi*
- *EF = Emisyon Faktörü*
- *BO = Biyokütle Oranı*
- *DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 5⁸

Bu örnek, EAO teknolojisiyle ikincil ergitme uygulayan bir tesis için hazırlanmıştır.

Girdi Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Hurda Demir&Çelik	4	800.000	t	3	0,0015	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Karbon enjeksiyonu	4	7.000	t	3	0,9500	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Tuz kömürü	4	8.000	t	3	0,8350	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Karbonizasyon Kömürü	4	1.450	t	3	0,9500	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Silikomangan	4	1.800	t	3	0,0750	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Ferromangan	4	7.500	t	3	0,0167	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Ferrokrom	3	900	t	3	0,0660	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Kireçtaşı	4	2.000	t	1	0,1200	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Elektrotlar (Yeni)	4	2.000	t	3	0,9800	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Döküm Tozu	3	2.200	t	3	0,1000	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Çeltik kabukları	4	100	t	yok	0,1000	t C/t	yok	100	%	1	100	%
Doğal Gaz	4	6.500.000	Nm ³	3	0,5502	t C/1.000 Nm ³	yok	0	%	1	100	%
Girdi Akışı X¹²												
.....												
Çıktı Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
Yakıt/hammadde kaynak akışı	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Demir&Çelik Ürünleri	4	750.000	t	3	0,0015	t C/t	yok	0	%	1	100	%
EAO cürufu	4	490.000	t	3	0,0042	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Filtre Tozu	4	1.800	t	3	0,0170	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Elektrotlar (Kullanılmış)	4	110	t	3	0,98	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Yüksek fırın cürufu	3	3.600	t	3	0,0110	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Çıktı Akışı X¹³												
.....												

⁸ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

⁹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁰ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, NIR) çekilebilir.

¹² Ek girdi akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹³ Ek çıktı akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **girdi kaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır¹⁴:

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Hurda Demir&Çelik	800.000	t	0,0015	t C/t	0	%	100	%	800.000 t x 0,0015 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 4.396,8
Karbon enjeksiyonu	7.000	t	0,9500	t C/t	0	%	100	%	7.000 t x 0,9500 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 24.365,6
Tuz kömürü	8.000	t	0,8350	t C/t	0	%	100	%	8.000 t x 0,8350 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 24.475,5
Karbonizasyon Kömürü	1.450	t	0,9500	t C/t	0	%	100	%	1.450 t x 0,9500 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 5.047,2
Silikomangan	1.800	t	0,0750	t C/t	0	%	100	%	1.800 t x 0,0750 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 494,6
Ferromangan	7.500	t	0,0167	t C/t	0	%	100	%	7.500 t x 0,0167 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 458,9
Ferrokrom	900	t	0,0660	t C/t	0	%	100	%	900 t x 0,0660 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 217,6
Kireçtaşı	2.000	t	0,1200	t C/t	0	%	100	%	2.000 t x 0,1200 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 879,4
Elektrotlar (Yeni)	2.000	t	0,9800	t C/t	0	%	100	%	2.000 t x 0,9800 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 7.181,4
Döküm Tozu	2.200	t	0,1000	t C/t	0	%	100	%	2.200 t x 0,1000 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 806,1
Çeltik kabukları	100	t	0,1000	t C/t	100	%	100	%	100 t x 0,1000 t C/t x (1-1) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 0,0
Doğal Gaz	6.500.000	Nm ³	0,5502	C/1.000 Nm ³	0	%	100	%	6.500.000 Nm ³ x 0,5502 t C/(1.000 Nm ³) t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C = 13.103,6
Toplam	(4.396,8 + 24.365,6 + 24.475,5 + 5.047,2 + 494,6 + 458,9 + 217,6 + 879,4 + 7.181,4 + 806,1 + 0,0 + 13.103,6) t CO₂								= 81.426,7

¹⁴ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **çıkıtı kaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıkıtı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışları	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Çıkıtı Akışı	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	
Demir & Çelik Ürünleri	750.000	t	0,0015	t C/t	0	%	100	%	750.000 t x 0,0015 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C= 4.122,0
EAO cürufu	490.000	t	0,0042	t C/t	0	%	100	%	490.000 t x 0,0042 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C= 7.540,5
Filtre Tozu	1.800	t	0,0170	t C/t	0	%	100	%	1.800 t x 0,0170 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C= 112,1
Elektrotlar (Kullanılmış)	110	t	0,9800	t C/t	0	%	100	%	110 t x 0,9800 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C= 395,0
Yüksek fırın cürufu	3.600	t	0,0110	t C/t	0	%	100	%	3.600 t x 0,0110 t C/t x (1-0) x 1,0 x 3,664 t CO ₂ /t C= 145,1
Toplam	(4.122,0 + 7.540,5 + 112,1 + 395,0 + 145,1) t CO₂								12.314,7

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, girdi kaynaklı emisyonlardan çıkıtı kaynaklı CO₂ emisyonların çıkarılmasıyla elde edilir:

$$\begin{aligned} \text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis)} &= \\ \text{CO}_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - \text{CO}_2 \text{ emisyonları (çıkıtı kaynaklı)} &= \\ (81.426,7 - 12.314,7) \text{ t CO}_2 &= \end{aligned}$$

69.112 t CO₂

Sektör 6

TOPLAM ANMA ISIL GÜCÜ 20 MW VE ÜZERİ YAKMA ÜNİTELERİ KULLANILARAK DEMİR İÇEREN METALLERİN (DEMİRLİ ALAŞIMLAR DÂHİL) ÜRETİMİ VEYA İŞLENMESİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanılabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir

Sektör 6 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 6; toplam anma ısı gücü 20 MW ve üzeri yakma üniteleri kullanılarak demir içeren metallerin (demirli alaşımlar dâhil) üretimi veya işlenmesinden kaynaklanan emisyonları kapsar. İşletme; haddeleme, yeniden ısıtma, tav fırınları, metal işleme, dökümhaneler, kaplama ve dekapaj faaliyetlerinden kaynaklanan emisyonları izler ve raporlar.

Pik demir, çelik (sektör 5) ve birincil alüminyum (sektör 7) üretiminden kaynaklanan CO₂ emisyonlarının izlenmesi ve raporlanması için ilgili diğer sektör örneklerinden yararlanılabilir.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

İşletme asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Yakıtlar, öğütücü tesislerden gelen tane haline getirilmiş plastik malzemeyi içeren alternatif yakıtlar, kok ve grafit elektrotları içeren indirgeyici maddeler, kireçtaşını ve dolomiti içeren hammaddeler, karbon içerikli metal cevherleri ve konsantreler ve ikincil hammaddeler.

Yakıt veya hammaddenin içeriğinde bulunan karbonun, ürün veya üretim çıktılarının içeriğinde bulunmaması durumunda işletme, İ&R Tebliği Madde 22, EK-2 Bölüm 2⁸ ve 4⁹ uyarınca **standart yöntemi**¹⁰ kullanarak yanma ve proses emisyonlarını ayrı ayrı hesaplar.

Tesiste kullanılan yakıtlardan veya girdi malzemelerinden kaynaklanan karbon, üretilen ürünlerin veya diğer ürün çıktılarının içeriğinde kalıyorsa, işletme İ&R Tebliği Madde 23 ve EK-2 Bölüm 3¹¹ uyarınca **kütle dengesi yöntemini** kullanır. Bu durumda işletme, aşağıdaki kademeleri uygular:

Karbon içeriği için kademeler:

Karbon içeriğinin, bir emisyon faktöründen hesaplanması için aşağıdaki denklemler kullanılır:

- (a) t CO₂/TJ olarak ifade edilen emisyon faktörleri için: $C = (EF \times NKD) / 3,664$
- (b) t CO₂/t olarak ifade edilen emisyon faktörleri için: $C = EF / 3,664$

Bu formüllerde "C" oran olarak (ton ürün başına ton karbon) ifade edilen karbon içeriğini, EF emisyon faktörünü, NKD net kalorifik değeri ifade eder.

Karışık bir yakıt veya malzeme için biyokütle oranının belirleneceği durumlarda, tanımlanmış kademeler toplam karbon içeriği ile bağlantılı olur. Karbonun biyokütle oranı, İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 2.4'te tanımlanan kademeler¹² kullanılarak belirlenir.

Kademe 1: İşletme, aşağıdakilerden birini uygular:

- (a) EK-5 Bölüm 1 ve 2'de listelenen standart faktörlerden çıkartılan karbon içeriği,
- (b) EK-5 Bölüm 1 ve 2'de uygulanabilir değer bulunmadığı durumda, İ&R Tebliği Madde 29 (1)(c) veya (ç) bentleri kapsamındaki diğer sabit değerler.

Kademe 2a: İşletme karbon içeriğini, İ&R Tebliği Madde 29 (1)(b) bendi uyarınca Bakanlıkça yayımlanan ulusal emisyon faktörlerini kullanarak belirler.

Kademe 2b: İşletme İ&R Madde 30-33 hükümleri kapsamında yılda en az bir kere belirlenen deneysel korelasyon ile bağlantılı olarak, aşağıda oluşturulmuş ikamelerin bir tanesine dayanan yakıt için emisyon faktörlerinden karbon içeriğini belirler:

- (a) Rafineri veya çelik sanayisinde ortak olanlar dâhil, belirli yağların veya gazların yoğunluk ölçümü,
- (b) Belirli kömür tipleri için net kalorifik değer.

İşletme korelasyonun ilgili ulusal ve uluslararası standartların gereksinimlerini karşılama ve sadece oluşturulduğu aralıkta bulunan ikamenin değerlerine uygulanmasını temin eder.

Kademe 3: İşletme İ&R Tebliği Madde 30-33 hükümleri kapsamında karbon içeriğini belirler.

⁸ Bölüm 2 yanma emisyonları için dönüşüm faktörü kademelerini tanımlar.

⁹ Bölüm 4 karbonat ayrışmasından kaynaklanan proses emisyonları için dönüşüm faktörü kademelerini tanımlar.

¹⁰ Kütle dengesi yöntemi kullanılırsa, işletme yanma emisyonlarına sebep olan yakıtları kütle dengesi yöntemiyle ya da İ&R Tebliği Madde 22 veya EK-3 Bölüm 1 uyarınca standart yöntemle izleyebilir. Ancak emisyonların eksik hesaplanması veya mükerrer sayımı önlenmelidir.

¹¹ İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 3 kütle dengesi yönteminde hesaplama faktörleri için kademeleri tanımlar.

¹² Kademe 1: İşletme, 39 uncu maddenin ikinci fıkrası ile bağlantılı olarak belirlenen bir değeri uygular.

Kademe 2: İşletme, 37 nci maddenin birinci fıkrası ile bağlantılı olarak spesifik faktörleri belirler.

Net Kalorifik Değer (NKD) İçin Kademeler

Kademe 1: İşletme aşağıdakilerden birini uygular:

- (a) İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 1'de listelenen standart faktörler;
- (b) İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 1'de uygulanabilir değer bulunmadığı durumda, İ&R Tebliği Madde 29(1)(c) veya (ç) bentleriyle bağlantılı olarak diğer sabit değerler.

Kademe 2a: İşletme İ&R Tebliği Madde 29(1)(b) bendi kapsamında ilgili yakıt veya malzeme için Bakanlıkça yayımlanan ulusal emisyon faktörlerini uygular.

Kademe 2b: Ticari olarak işlem gören yakıtlar için, kabul edilmiş ulusal veya uluslararası standartlara dayanarak belirlenen ve yakıt tedarikçisi tarafından sağlanan ilgili yakıtla ilişkin satın alma kayıtlarında yer alan net kalorifik değer kullanılır.

Kademe 3: İşletme, İ&R Tebliği Madde 30-33 hükümleri kapsamında net kalorifik değeri belirler.

İşletme CO₂ emisyonlarının hesaplanması için hesaplama temelli yöntemi kullanır. Bu proseslere giren madde veya yakıtların içeriğindeki karbon, genellikle ürün veya üretim çıktılarının içeriğinde bulunmadığından, öncelikli olarak standart yöntem kullanılmalıdır.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan izleme planından veya onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan, proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı olan ve olmayan CO₂ emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olmayan)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

*Hesaplama parametreleri:

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *NKD* = Net Kalorifik Değer
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *YF* = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

İşletme, sera gazı emisyonlarının **kütle dengesi yöntemiyle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan izleme planından veya onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. Prosesse girdi akışları k ($k=1$ 'den n 'ye kadar olan) ve çıktı akışları k ($k=1$ 'den n 'ye kadar olan) aşağıdaki formül yardımıyla ayrı ayrı hesaplanır.

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

6. Yıllık toplam emisyonlar, giren ve çıkan kaynak akışlarından kaynaklanan CO_2 emisyonlarının farkının alınmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)}$$

7. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO_2] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO_2 = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- FV = Faaliyet Verisi
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 6¹³

Aşağıdaki sayısal örnek, yakıt veya hammaddenin içeriğindeki karbonun, ürün veya üretim çıktılarının içeriğinde bulunmadığı varsayımıyla hazırlanmıştır. Bu durumda, işletme yanma ve proses emisyonlarının hesabı için **standart yöntemi** kullanılacaktır.

Demir içeren metallerin işlenmesi veya üretiminden kaynaklanan CO₂ emisyonlarının kütle dengesi yöntemiyle hesabı, sektörel örnek 5'te (pik demir ve çelik üretimi) incelenebilir.

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ¹⁴	Değer	Birim	Kademe ¹⁵	Değer ¹⁶	Birim	Kademe ¹⁷	Değer ¹⁶	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Motorin	3	2.500	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal gaz	2	25.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	56,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Kireçtaşı	2	2.000	t	yok	---	---	1	0,440	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Dolomit	2	1.000	t	yok	---	---	3	0,485	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt akışı X¹⁸															
.....															
Hammadde akışı Y¹⁹															
.....															

¹³ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹⁴ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁵ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁶ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁷ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁸ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁹ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Motorin	2.500	t	43,0	GJ/t	0,0741	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	2.500 t x 43,0 GJ/t x 0,0741 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 7.965,8
Doğal Gaz	25.000.000	Nm ³	0,036	GJ/Nm ³	0,0561	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	25.000.000 Nm ³ x 0,036 GJ/Nm ³ x 0,0561 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 50.490,0
Petrol koku	1.000	t	32,5	GJ/t	0,0975	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	1.000 t x 32,5 GJ/t x 0,0975 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 3.168,8
Toplam	(7.965,8 + 50.490,0 + 3.168,8) t CO₂										= 61.624,6

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (CF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim ²⁰	Değer	Birim	Değer	Birim	
Kireçtaşı	2.000	t	0,440	tCO ₂ /t	0	%	100	%	2.000 t x 0,440 tCO ₂ /t x (1-0) x 1 = 880,0 t CO₂
Dolomit	1.000	t	0,485	tCO ₂ /t	0	%	100	%	1.000 t x 0,485 tCO ₂ /t x (1-0) x 1 = 485,0 t CO₂
Toplam	(880,0 + 485,0) t CO₂								= 1.365,0

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonları (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\begin{aligned} \text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis)} &= \\ \text{CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı)} + \text{CO}_2 \text{ emisyonları (proses)} &= \\ (61.624,6 + 1.365,0) \text{ t CO}_2 &= \end{aligned}$$

62.990 t CO₂

²⁰ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

Sektör 7 BİRİNCİL ALÜMİNYUM ÜRETİMİ VE İŞLENMESİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 7 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 7, birincil alüminyum ergimesi için elektrotların üretilmesinden kaynaklanan CO₂ emisyonlarının izlenmesi ve raporlanması için bu tip elektrotların üretimini yapan bağımsız tesisler de dâhil olmak üzere, birincil alüminyum üretimi ve işlenmesi faaliyetlerini kapsar. **İşletme, PFC ve CO₂ emisyonlarını raporlar.**

Birincil alüminyum üretimi, boksit hammaddesinden alümina üretimi ile başlar. Bu standart prostele kostik soda kullanılarak boksitten yüksek sıcaklık ve basınç altında alüminyum oksit elde edilir. Bu adımda açığa çıkan kırmızı renkli çamur, çözünmüş halde sodyum alüminat ve farklı metal oksitlerin bir karışımını içerir. Alüminat çözeltisi soğutulur ve alüminyum oksit ile tohumlanır, bu şekilde hidrate alüminyum oksit kristalize edilir. Kristaller yıkanır ve sonrasında (örneğin döner fırında) kalsine edilir. Tüm dünyada bu proses standart olmakla beraber özellikle kalsinasyon fırınları ve alümina üretiminin yapıldığı basınçlı tank ekipmanları farklılık gösterebilir.

Birincil alüminyum, 1.000 °C'nin biraz altındaki sıcaklıklarda ergimiş kriyolit içinde çözünmüş şekilde bulunan alüminanın (Al₂O₃) elektrolitik indirgenmesi ile üretilir. Karbon elektrotlar, hücrenin içine uzanır ve anot görevi görür. Hücrenin karbon kaplaması ise katot işlevini yürütür. Katotta sıvı alüminyum oluşurken, anotta ise elektrotta bulunan karbon havadaki oksijenle tepkimeye girerek karbondioksit gazı meydana getirir. Elektrolitik indirgenme tepkimesi şu şekilde ifade edilebilir:

$$2 Al_2O_3 + 3 C = 4 Al + 3 CO_2$$

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Birincil alüminyum üretiminin bütünleşik bir parçası olan elektroliz prosesinin ana emisyonu CO₂'dir⁸. Anot etkisi sebebiyle reaksiyonlarda perflorokarbonlar (PFC) da oluşur. Proseste 1:10 oranında tetraflorometan (CF₄) ve heksafloroetan (C₂F₆) gazları da meydana gelir ve oluştuktan sonra mevcut teknolojiyle gaz akışından ayrıştırılamaz.

CO₂ emisyonları

İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Isı veya buhar üretimi için kullanılan yakıtlar, elektrot üretimi, elektrot tüketimi ile ilgili olan elektroliz esnasındaki Al₂O₃'ün indirgenmesi ve atık gaz yıkaması için soda külü veya diğer karbonatların kullanımı.

İşletme, birincil alüminyum üretiminden veya işlenmesinden kaynaklanan CO₂ emisyonlarını, İ&R Tebliği Madde 23'e uygun olarak kütle dengesi yöntemini kullanarak belirler. Kütle dengesi yöntemi, elektrolizdeki elektrot tüketimine ek olarak elektrotların karıştırılması, şekillendirilmesi, fırınlanması ve geri dönüşümü ile ilgili girdiler, stoklar, ürünler ve tesis dışına çıkan diğer malzemelerde bulunan tüm karbonu dikkate alır. Önceden fırınlanmış anotların kullanıldığı durumlarda, üretim ve tüketim için ayrı kütle dengeleri veya elektrotların hem üretimini hem de tüketimini dikkate alan ortak bir kütle dengesi uygulanır. Soderberg hücreleri için işletme ortak bir kütle dengesi kullanır.

İşletme, **yanma proseslerinden kaynaklanan emisyonları** kütle dengesine dahil eder veya İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 1 ve Madde 22 uyarınca, emisyonların eksiksiz olmasını sağlayacak ve mükerrer sayımını engelleyecek şekilde, emisyon kaynak akışlarının en az bir kısmı için standart yöntem kullanır.

PFC emisyonları

Anot etkisinden kaynaklanan, kanal veya bacada ('noktasal kaynaklı emisyonlar') ölçülebilen PFC emisyonları, kaçak emisyonlar da dahil olmak üzere işletme tarafından hesaplanır ve raporlanır.

PFC emisyonları, kanalın toplama verimliliğini kullanarak kaçak emisyonlardan veya kanaldaki veya bacadaki ('noktasal kaynaklı emisyonlar') ölçülebilen emisyonlardan şu şekilde hesaplanır:

$$PFC \text{ emisyonları} = \frac{PFC \text{ emisyonları}(kanal)}{\text{toplama verimliliği}}$$

Tesise özgü emisyon faktörleri belirlendiğinde toplama verimliliği ölçülür. Toplama verimliliğinin belirlenmesi için 2006 IPCC Kılavuzunun 4.4.2.4 üncü kısmındaki kademe 3 altında belirtilen kılavuzun en güncel versiyonu kullanılır.

İşletme bir kanal veya baca vasıtası ile salınan CF₄ ve C₂F₆ emisyonlarını aşağıdaki yöntemlerden birini kullanarak hesaplar:

- Hücre - gün başına anot etki dakikaları kaydedildiğinde Yöntem A;
- Anot etkisi aşırı gerilimi kaydedildiğinde Yöntem B.

Yöntem A - Eğim Yöntemi:

İşletme, PFC emisyonlarını belirlemek için aşağıdaki denklemleri kullanır:

$$CF_4 \text{ emisyonları}[t] = AED * \left(\frac{EEF_{CF_4}}{1.000} \right) * Pr_{At}$$

$$C_2F_6 \text{ emisyonları}[t] = CF_4 \text{ emisyonları}[t] * F_{C_2F_6}$$

⁸ Detaylı bilgi için IPCC 2006 Kılavuzlarından yararlanılabilir (IPCC, 2006).

Burada:

AED = Anot etkisi dakikası / hücre-gün;

EEF_{CF_4} = Eğim emisyon faktörü [(kg CF₄ / t Al üretilen) / (anot etki dakikası / hücre-gün)]. Farklı hücre türleri kullanıldığında, farklı AED uygulanır;

Pr_{Al} = Birincil Alüminyumun yıllık üretimi [t];

$F_{C_2F_6}$ = C₂F₆ ağırlık oranı (t C₂F₆ / t CF₄).

Hücre-gün başına anot etki dakikaları, anot etkileri ortalama süresinin (anot etki dakikası / ortaya çıktığı durumda) anot etkileri sıklığı (anot etkisi sayısı / hücre-gün) ile çarpılması olarak ifade edilir:

$$AED = \text{sıklık} * \text{ortalama süre}$$

Emisyon Faktörü: CF₄ için emisyon faktörü (eğim emisyon faktörü, EEF_{CF_4}) anot etki dakikası / hücre gün başına üretilen ton alüminyum başına salınan CF₄ miktarını [kg] ifade eder. C₂F₆ için emisyon faktörü ($F_{C_2F_6}$ ağırlık oranı) salınan CF₄ miktarına orantılı olarak salınan C₂F₆ miktarını [t] ifade eder.

Kademe 1: İşletme, bu bölümde yer alan İ&R Tebliği EK-3 Tablo 3.1'deki teknolojiye özgü emisyon faktörlerini kullanır.

Tablo 3.1: Eğim yöntemine ilişkin faaliyet verisi ile ilgili teknolojiye özgü emisyon faktörleri.

Teknoloji	CF ₄ Emisyon Faktörü (EEF_{CF_4}) [(kg CF ₄ /t Al) / (AE-Dk/hücre-gün)]	C ₂ F ₆ Emisyon Faktörü ($F_{C_2F_6}$) [t C ₂ F ₆ / t CF ₄]
Merkezde İşlenmiş Ön Pişirme (MiÖP)	0.143	0.121
Dikey Saplama Söderberg (DSS)	0.092	0.053

Kademe 2: Sürekli veya aralıklı saha ölçümlenmeleri vasıtası ile oluşturulmuş CF₄ ve C₂F₆ için işletme tesise özgü emisyon faktörlerini kullanır. Bu emisyon faktörlerinin belirlenmesinde işletme 2006 IPCC Kılavuzlarındaki bölüm 4.4.2.4'deki kademe 3 altında belirtilen kılavuzun en güncel versiyonunu kullanır⁹. İşletme her bir emisyon faktörünü ±15%'lik azami bir belirsizlik ile belirler.

İşletme, emisyon faktörlerini en az üç yılda bir veya tesisteki ilgili değişikliklere bağlı olarak gerekli olduğu durumlarda daha sık aralıklarla belirler. İlgili değişiklikler anot etki süre dağılımındaki bir değişikliği veya anot etki tipleri karışımını veya anot etkisini sonlandırma rutininin doğasını etkileyen kontrol algoritmasındaki bir değişikliği içerir.

Yöntem B – Aşırı Gerilim Yöntemi:

İşletme, anot etkisi aşırı gerilimin ölçüldüğü durumlarda, PFC emisyonlarını belirlemek için aşağıdaki denklemleri kullanır:

$$CF_4 \text{ emisyonları [t]} = AGK * \left(\frac{AEA}{MV} \right) * Br_{Al} * 0,001$$

$$C_2F_6 \text{ emisyonları [t]} = CF_4 \text{ emisyonları [t]} * F_{C_2F_6}$$

AGK = Aşırı gerilim (mV) başına üretilen alüminyumun tonu başına kg CF₄ olarak ifade edilen aşırı gerilim katsayısı ('emisyon faktörü');

AEA = Zaman x hedef voltajın üzerindeki voltajın integralinin veri toplama zamanına (süre) bölünmesi olarak belirlenen hücre başına anot etkisi aşırı gerilimi [mV];

MV = Alüminyum üretiminin ortalama mevcut verimi [%];

⁹ Uluslararası Alüminyum Enstitüsü; Alüminyum Sektörü Sera Gazı Protokolü; Ekim 2006; ABD Çevre Koruma Kurumu ve Uluslar arası Alüminyum Enstitüsü; Birincil Alüminyum Üretiminden gelen tetraflorometan (CF₄) ve heksafloroetan (C₂F₆) Emisyonlarının Ölçümü için Protokol; Nisan 2008.

Br_{Al} = Yıllık birincil alüminyum üretimi [t];

$F_{C_2F_6} = C_2F_6$ (t C_2F_6 / t CF_4) ağırlık oranı;

AEA/MV terimi (Anot etkisi aşırı gerilimi / mevcut verim) ortalama mevcut verim[%] başına zaman entegre ortalama anot etkisi aşırı gerilimini [mV aşırı gerilim] ifade eder.

Emisyon Faktörü: CF_4 için emisyon faktörü ('aşırı gerilim katsayısı' AGK) milivolt aşırı gerilim [mV] başına üretilen alüminyumun tonu başına salınan CF_4 miktarını [kg] ifade eder. C_2F_6 için emisyon faktörü (ağırlık oranı $F_{C_2F_6}$) salınan CF_4 miktarına orantılı olarak salınan C_2F_6 miktarını [t] ifade eder.

Kademe 1: İşletme bu bölümde İ&R Tebliği EK-3 Tablo 3.2'de yer alan teknolojiye özgü emisyon faktörlerini kullanır.

Tablo 3.2: Aşırı gerilim faaliyet verisi ile ilgili teknolojiye özgü emisyon faktörleri.

Teknoloji	CF_4 Emisyon Faktörü [(kg CF_4 /t Al) / mV]	C_2F_6 Emisyon Faktörü [t C_2F_6 / t CF_4]
Merkezde İşlenmiş Ön Pişirme (MIÖP)	1.16	0.121
Dikey Saplama Søderberg (DSS)	N.A.	0.053

Kademe 2: İşletme, sürekli veya aralıklı saha ölçümleri doğrultusunda oluşturulmuş CF_4 [(kg CF_4 / t Al) / (mV)] ve C_2F_6 [t C_2F_6 / t CF_4] için tesise özgü emisyon faktörlerinden yararlanır. Bu emisyon faktörlerinin belirlenmesi için işletme 2006 IPCC Kılavuzları-4.4.2.4 kısmındaki kademe 3'te belirtilen kılavuzun en güncel versiyonunu kullanır. İşletme her bir emisyon faktörünü \pm %15'lik azami bir belirsizlik ile belirler.

İşletme emisyon faktörlerini en az üç yılda bir veya tesisteki ilgili değişikliklere bağlı olarak gerekli olduğu durumlarda daha sık aralıklarla belirler. İlgili değişiklikler anot etkisi süre dağılımındaki bir değişikliği veya anot etki tipleri karışımını veya anot etkisini sonlandırma rutininin doğasını etkileyen kontrol algoritmasındaki değişikliği içerir.

C) PFC Emisyonları [$CO_{2(eşd)}$]

İşletme, İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 3 Tablo 5.6'da listelenen küresel ısınma potansiyelleri listesini kullanarak, CF_4 ve C_2F_6 emisyonlarından çıkan $CO_{2(eşd)}$ emisyonlarını aşağıdaki gibi hesaplar:

$$PFC \text{ emisyonları } [t \ CO_{2(eşd)}] = CF_4 \text{ emisyonları} * KIP_{CF_4} + C_2F_6 \text{ emisyonları} * KIP_{C_2F_6}$$

KIP: Küresel Isınma Potansiyeli

Sera Gazı Emisyonları [$CO_{2(e)}$]

İşletme, sera gazı emisyonlarını aşağıdaki denklem yardımıyla hesaplar:

$$GHG \text{ emisyonları } [t \ CO_{2(eşd)}] = CO_2 \text{ emisyonları } [t \ CO_2] + PFC \text{ emisyonları } [t \ CO_{2(eşd)}]$$

İşletme, PFC emisyonlarının hesaplanması için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek PFC Emisyonu Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. Onaylanmış hesaplama yöntemi hesaplama yöntemi A (eğim yöntemi) veya hesaplama yöntemi B (aşırı gerilim yöntemi) belirtilir.
3. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir (örneğin, frekans, hesaplama yöntemi A için anot etkisinin ortalama süresi ya da hesaplama yöntemi B için aşırı gerilim katsayısı ve mevcut verim).
5. Yıllık alüminyum üretimi[t] belirlenir.
6. PFC emisyonlarının hesaplama yöntemi A ile belirlenmesi durumunda aşağıdaki formül uygulanır*:

$$CF_4 \text{ emisyonları } [t] = AED * \left(\frac{EEF_{CF_4}}{1.000} \right) * Br_{Al}$$

$$C_2F_6 \text{ emisyonları } [t] = CF_4 \text{ emisyonları } [t] * F_{C_2F_6}$$

7. PFC emisyonlarının hesaplama yöntemi B ile belirlenmesi durumunda aşağıdaki formül uygulanır*.

$$CF_4 \text{ emisyonları } [t] = AGK * \left(\frac{AEA}{MV} \right) * Br_{Al} * 0,001$$

$$C_2F_6 \text{ emisyonları } [t] = CF_4 \text{ emissions} [t] * F_{C_2F_6}$$

8. Yıllık PFC emisyonlarının CO₂ eşdeğeri, CF₄ ve C₂F₆'nın Küresel Isınma Potansiyeli katsayısı kullanılarak aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$PFC \text{ emisyonları } [t \text{ CO}_2(\text{eşd})] = CF_4 \text{ emisyonları } * KIP_{CF_4} + C_2F_6 \text{ emisyonları } * KIP_{C_2F_6}$$

***Hesaplama parametreleri:**

- AED = Anot etkisi dakikası / hücre-gün;
- EEF_{CF4} = Eğim emisyon faktörü [(kg CF₄ / t Al üretilen) / (anot etki dakikası / hücre-gün)]. Farklı hücre türleri kullanıldığında, farklı AED uygulanır;
- Br_{Al} = Birincil Alüminyumun yıllık üretimi [t];
- F_{C2F6} = C₂F₆ ağırlık oranı (t C₂F₆ / t CF₄).
- AGK = Aşırı gerilim (mV) başına üretilen alüminyumun tonu başına kg CF₄ olarak ifade edilen aşırı gerilim katsayısı ('emisyon faktörü');
- AEA = Zaman x hedef voltajın üzerindeki voltajın integralinin veri toplama zamanına (süre) bölünmesi olarak belirlenen hücre başına anot etkisi aşırı gerilimi [mV];
- MV = Alüminyum üretiminin ortalama mevcut verimi [%];
- KIP_{CF4} = 7.390 t CO₂(eşd)/t CF₄
- KIP_{C2F6} = 12.200 t CO₂(eşd)/t C₂F₆

İşletme, sera gazı emisyonlarının **kütle dengesi yöntemiyle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. Prosese girdi akışları k ($k=1$ 'den n 'ye kadar olan) ve çıktı akışları k ($k=1$ 'den n 'ye kadar olan) aşağıdaki formül yardımıyla ayrı ayrı hesaplanır.

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

6. Yıllık toplam emisyonlar, girdi ve çıktı kaynak akışlarından kaynaklanan CO_2 emisyonlarının farkının alınmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)}$$

7. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO_2] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO_2 = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- FV = Faaliyet Verisi
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 7¹⁰

A. CO₂ emisyonları

Isı veya buhar üretimi için kullanılan yakıtlar, elektrot üretimi, elektrot tüketimi ile ilgili olan elektroliz esnasındaki Al₂O₃'ün indirgenmesi ve atık gaz yıkaması için soda külü veya diğer karbonatların kullanımı dahil edilir.

Bu sayısal örnek, ikincil füzyon (örneğin elektrik ark ocağı (EAO)) uygulayan bir tesis ile ilgilidir.

Girdi Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyo-kütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ¹¹	Değer	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹³	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Yakıt/Hammadde kaynak akışı												
Elektrotlar (yeni)	4	50.000	t	3	0,9800	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Doğal gaz	4	20.000.000	Nm ³	3	0,5512	t C/1.000 Nm ³	yok	0	%	1	100	%
Motorin	4	5.000	t	1	0,8620	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Soda	4	7.000	t	3	0,1133	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Kireçtaşı	4	2.500	t	1	0,1200	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Girdi Akışı X¹⁴												
.....												
Çıktı Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyo-kütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ¹¹	Değer	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹³	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Yakıt/Hammadde kaynak akışı												
Elektrotlar (kullanılmış)	4	9.000	t	3	0,9800	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Kullanılmış refrakter	4	4.000	t	3	0,1234	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Cüruf	4	50.000	t	3	0,0042	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Filtre tozu	4	2.000	t	3	0,0170	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Çıktı Akışı X¹⁵												
.....												

¹⁰ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹¹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹² EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁴ Ek girdi akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁵ Ek çıktı akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A1. Aşağıdaki kaynak akışları için **girdi kaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır¹⁶:

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyo-kütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Elektrotlar (yeni)	50.000	t	0,9800	t C/t	0	%	100	%	$50.000 \text{ t} \times 0,9800 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 179.536,0$
Doğal gaz	20.000.000	Nm ³	0,5512	t C/1.000 Nm ³	0	%	100	%	$20.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,5512 \text{ t C}/(1.000 \text{ Nm}^3) \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 40.391,9$
Motorin	5.000	t	0,8620	t C/t	0	%	100	%	$5.000 \text{ t} \times 0,8620 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 15.791,8$
Soda	7.000	t	0,1133	t C/t	0	%	100	%	$7.000 \text{ t} \times 0,1133 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 2.905,9$
Kireçtaşı	2.500	t	0,1200	t C/t	0	%	100	%	$2.500 \text{ t} \times 0,1200 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 1.099,2$
Toplam	(179.536,0 + 40.391,9 + 15.791,8 + 2.905,9 + 1.099,2) t CO₂								= 239.724,8

A2. Aşağıdaki kaynak akışı için **çıkıtkaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıkıtkaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyo-kütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Elektrotlar (kullanılmış)	9.000	t	0,9800	t C/t	0	%	100	%	$9.000 \text{ t} \times 0,9800 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 32.316,5$
Kullanılmış refrakter	4.000	t	0,1234	t C/t	0	%	100	%	$4.000 \text{ t} \times 0,1234 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 1.808,6$
Cüruf	50.000	t	0,0042	t C/t	0	%	100	%	$50.000 \text{ t} \times 0,0042 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 769,4$
Filtre tozu	2.000	t	0,0170	t C/t	0	%	100	%	$2.000 \text{ t} \times 0,0170 \text{ t C/t} \times (1-0) \times 1,0 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} = 124,6$
Toplam	(32.316,5 + 1.808,6 + 769,4 + 124,6) t CO₂								= 35.019,1

A3. Tesisin yıllık toplam emisyonları, girdi kaynaklı emisyonlardan çıkıtkaynaklı CO₂ emisyonların çıkarılmasıyla elde edilir:

$$\begin{aligned} & \text{CO}_2 \text{ emisyonları (tesis)} = \\ & \text{CO}_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - \text{CO}_2 \text{ emisyonları (çıkıtkaynaklı)} = \\ & = (239.724,8 - 35.019,1) \text{ t CO}_2 = 204.705,8 \text{ t CO}_2 \end{aligned}$$

¹⁶ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

B. PFC emisyonları

İşletme, MiÖP¹⁷ teknolojisini uyguladığında PFC emisyonlarını İ&R Tebliği'nde yöntem A olarak belirtilen eğitim yöntemine göre izler.

B1. CF₄ emisyonları (t CF₄)

Anot etkisi sıklığı ve süresi işletme tarafından ölçülür. CF₄ için emisyon faktörü, İ&R Tebliği'nde belirtilen değerdir.

- Anot etkisi sıklığı= 0,15 1/hücre-gün
- Anot etkisi süresi= 1,0 dakika
- CF₄ emisyon faktörü=EEF CF₄ = (0,143 kg CF₄ /ton Al)/(dakika/hücre-gün)
- AED= Anot etki dakikası=süre x sıklık= 0,15 dakika/hücre-gün

CF₄ emisyonları üretilen yıllık alüminyum miktarı ile (Br_{Al}) orantılıdır. Örnek tesis için yıllık alüminyum üretimi 120.000 ton kabul edilirse, CF₄ emisyonu aşağıdaki denklem yardımıyla hesaplanabilir:

$$CF_4 \text{ emisyonları [t]} = AED * \left(\frac{EEF CF_4}{1.000} \right) * Br_{Al}$$

$$CF_4 \text{ emisyonları [t]} = 0,15 \left[\frac{\text{dakika}}{\text{hücre} - \text{gün}} \right] * \left(\frac{0,143 \text{ t } CF_4 \text{ hücre} - \text{gün}}{1.000 \text{ kg } CF_4 \text{ dakika}} \right) * 120.000 \text{ t}$$

$$CF_4 \text{ emisyonları [t]} = 2,574 \text{ t}$$

B2. C₂F₆ emisyonları (t C₂F₆)

C₂F₆ için emisyon faktörü İ&R Tebliği'nde belirtilmektedir.

- C₂F₆ emisyon faktörü= 0,121 t C₂F₆/CF₄

CF₄ ve C₂F₆ emisyonlarının birbirlerine oranı sabit olup bu ilişki referans emisyon faktörü olarak belirtilmiştir. Bu nedenle bu iki emisyonun aralarında bir oran vardır. CF₄ emisyonları, bir önceki altbölümde (B1) belirtildiği gibi hesaplanır. Bu durumda C₂F₆ emisyonları şu şekilde hesaplanır:

$$C_2F_6 \text{ emisyonları [t]} = CF_4 \text{ emisyonları [t]} * F_{C_2F_6}$$

$$C_2F_6 \text{ emisyonları [t]} = 2,574 \text{ t } CF_4 * 0,121 \text{ t } C_2F_6 / CF_4$$

$$C_2F_6 \text{ emisyonları [t]} = 0,312 \text{ t } C_2F_6$$

B3. PFC emisyonları (t CO_{2(eşd)})

İşletme, CF₄ ve C₂F₆'den kaynaklanan CO_{2(eşd)} emisyonlarını küresel ısınma potansiyellerini (CF₄ için 7.390 ve C₂F₆ için 12.200 olmak üzere) kullanarak aşağıdaki denklem yardımıyla hesaplar.

$$PFC \text{ emisyonları [t } CO_{2(e)}] = CF_4 \text{ emisyonları} * KIP_{CF_4} + C_2F_6 \text{ emisyonları} * KIP_{C_2F_6}$$

$$PFC \text{ emisyonları [t } CO_{2(eşd)}] = (2,574 * 7.390 + 0,312 * 12.200) \text{ t } CO_{2(eşd)}$$

$$PFC \text{ emisyonları [t } CO_{2(eşd)}] = 22.828,3 \text{ t } CO_{2(eşd)}$$

C. Sera gazı emisyonları

Tesisin yıllık toplam sera gazı emisyonu PFC ve CO₂ emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir.

$$\text{Toplam Yıllık } CO_{2(eşd)} \text{ emisyonları (tesis) =}$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (tCO}_2) + PFC \text{ emisyonları (tCO}_{2(eşd)}) =$$

$$204.705,8 \text{ tCO}_2 + 22.828,3 \text{ tCO}_{2(eşd)} =$$

227.534 t CO_{2(eşd)}

¹⁷ Merkezde İşlenmiş Ön Pişirme

Sektör 8

TOPLAM ANMA ISIL GÜCÜ 20 MW VE ÜZERİ YAKMA ÜNİTELERİ KULLANILARAK İKİNCİL ALÜMİNYUM ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanılabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanılabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 8 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 8, toplam anma ısı gücü 20 MW ve üzeri yakma üniteleri kullanılarak ikincil alüminyum üretimini kapsar. İ&R Tebliği'nde ikincil alüminyum için faaliyete özgü koşullar bulunmamaktadır.

Ancak İ&R Tebliği EK-2 ve 4'te "Demir ve demir dışı madenlerin üretimi veya işlenmesi (ikincil alüminyum üretimi dâhil)" faaliyet grubu için bilgiler verilmektedir. Sektörlerin bu şekilde gruplanmış olması, aralarındaki benzerlikleri vurgulamaktadır. Bu nedenle, demir içermeyen metallerin üretimi [*→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör No:9*] ve ek olarak yanma tesisleri [*→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör No:1*], işletmeye CO₂emisyonlarını hesaplaması için yol göstermektedir. Birincil alüminyum üretiminin [*→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör No:7*] aksine, ikincil alüminyum üretiminde [*→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör No:8*]anot etkisi olmadığından florlu gazlar⁸ açığa çıkmaz.

İkincil alüminyum fırını, madencilik faaliyetleriyle elde edilen alüminyum içeren konsantrelerin (cevherin) işlenmesi hariç, alüminyum içeren hurda ve malzemelerin işlendiği ve endüstriyel döküm ve külçe amacıyla alüminyum

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

⁸ Perflorokarbonlar (PFCs), perflorometan(CF₄) and perfloroetan (C₂F₆).

alaşımaları üretiminin yapıldığı tesis olarak tanımlanır. İkincil alüminyum üretimi için gereken enerji, birincil alüminyum üretimi için gereken enerjinin yaklaşık %5'i kadardır.

İkincil alüminyum üreten tesislerin hemen hemen tamamı, birincil enerji kaynağı olarak doğal gaz ya da elektrik enerjisi kullanır. 1 ton ikincil alüminyum üretimi için ergitme ve döküm işlemlerinde yaklaşık olarak 5GJ enerji tüketilir. Kümülatif olarak bakıldığında hurdanın toplanmasından metal dökümüne kadar olan süreçte 1 ton ikincil alüminyum üretimi için yaklaşık olarak 7 GJ enerji gerekir.

İkincil alüminyum üretiminin öne çıkan bir özelliği, prosese giren hammaddelerin ve kullanılan fırınların çeşitliliğidir. Kullanılacak en uygun alüminyum fırını seçilirken, belirli bir tip hurda⁹ (örneğin belirli bir boyda, oksit içeriğinde veya kirlilik derecesinde) için hammaddenin tipi ve uygulanan ön işlem belirleyici olmaktadır.

Hurdanın temizlenmesi işlemi; yağ, gres ve diğer kirlleticilerin giderilmesi işlemlerini kapsar. Diğer standart ön işlemler; parçalama ve kırma, kurutma, lehimleme, sıyırma ve boya sökme işlemlerinden oluşmaktadır. Hurdaların ön işlemden geçirilmesi, ergitme fırınında meydana gelen alüminyum kaybını ve kirlenmesini azaltır.

İkincil alüminyum üretiminin temelini ergitme ve döküm işlemleri oluşturur. Metali sıvılaştırmak için ergitme işlemine hurda beslemesi yapılır. Daha sonra, saflaştırılarak istenilen alaşım elde edilir ve bir sonraki işlem için uygun hale getirilir. Hem birincil, hem de ikincil alüminyum işlenmemiş malzemeye, yarı mamule veya son ürünleri dönüştürülebilir. Üretim; haddeleme, ekstrüzyon, dövme ve döküm gibi işlemleri içerir. Bu işlemleri gerçekleştirmek için gerekli olan proses ve teknolojiler son derece çeşitlidir.

Proses teknolojisinin seçimi tesisten tesise değişiklik gösterir. Aşağıda verilen sektörel örnek, kaplamalı ve kaplamasız alüminyum folyo kullanılarak entegre ikincil alüminyum üretimi için hazırlanmıştır.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ve proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları(enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri**

- *FV = Faaliyet Verisi*
- *NKD = Net Kalorifik Değer*
- *EF = Emisyon Faktörü*
- *BO = Biyokütle Oranı*
- *YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*
- *DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*

⁹ Alüminyum hurdanın tipik kaynakları; işlenmiş hurda, kullanılmış içecek kutuları, folyo, ekstrüzyonlar, ticari hurdalar, tornalama ve diğer haddelenmiş veya dökme metallerdir. Bunlara ek olarak ikincil alüminyum üretimi için çürüf, tuz çürufu gibi maddeler de kullanılır.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **kütle dengesi yöntemiyle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. Prosese girdi akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) ve çıktı akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) aşağıdaki formül yardımıyla ayrı ayrı hesaplanır.

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

6. Yıllık toplam emisyonlar, girdi ve çıktı kaynak akışlarından kaynaklanan CO₂ emisyonlarının farkının alınmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)}$$
7. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 8¹⁰

Aşağıdaki sayısal örnekte kaplamalı ve kaplamasız alüminyum folyodan ikincil alüminyum üretimi yapan entegre bir tesisin CO₂ emisyonları hesaplanmıştır.

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ¹¹	Değer	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹³	Birim	Kademe ¹⁴	Değer ¹³	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Motorin	3	1.000	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal gaz	2	10.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	56,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Solvent içeren baca gazı	2	40.000.000	Nm ³	yok	---	---	3	0,0024	kg CO ₂ / Nm ³	yok	0	%	1	100	%
Sodyum bikarbonat	2	1.000	t	yok	---	---	1	0,524	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt Akışı X ¹⁵															
Hammadde Akışı Y ¹⁶															

¹⁰ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹¹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹² NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁴ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁵ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁶ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

- A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Motorin	1.000	t	43,0	GJ/t	0,0741	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	$1.000 \text{ t} \times 43,0 \text{ GJ/t} \times 0,0741 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 3.186,3$
Doğal gaz	10.000.000	Nm ³	0,036	GJ/Nm ³	0,0561	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	$10.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,036 \text{ GJ/Nm}^3 \times 0,0561 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 20.196,0$
Solvent içeren baca gazı	40.000.000	Nm ³	---	---	0,0024	kg CO ₂ /Nm ³	0	%	100	%	$40.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,0024 \text{ kg CO}_2/\text{Nm}^3 \times (1 \text{ t CO}_2/1.000 \text{ kg CO}_2) \times (1-0) \times 1 = 96,0$
Toplam	(3.186,3 + 20.196,0 + 96,0) t CO₂										= 23.478,3

- B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [T CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim ¹⁷	Değer	Birim	Değer	Birim	
Sodyum bikarbonat	1.000	t	0,524	t CO ₂ /t	0	%	100	%	$1.000 \text{ t} \times 0,524 \text{ t CO}_2/\text{t} \times (1-0) \times 1 = 524,0$
Toplam	(524,0) t CO₂								= 524,0

- C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(23.478,3 + 524,0) \text{ t CO}_2 =$$

24.002 t CO₂

¹⁷ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

Sektör 9

TOPLAM ANMA ISIL GÜCÜ (İNDİRGEME MADDESİ OLARAK KULLANILAN YAKITLAR DÂHİL) 20 MW VE ÜZERİ YAKMA ÜNİTELERİ KULLANILARAK ALAŞIMLARIN ÜRETİMİ, RAFİNE EDİLMESİ, DÖKÜMHANE DÖKÜMÜ, VB. DÂHİL OLMAK ÜZERE DEMİR DIŞI METALLERİN ÜRETİMİ VEYA İŞLETİLMESİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanılabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 9 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 9; toplam anma ısı gücü (indirgeme maddesi olarak kullanılan yakıtlar dâhil) 20 MW ve üzeri yakma üniteleri kullanılarak alaşımların üretimi, rafine edilmesi, dökümü, vb. dâhil olmak üzere demir dışı metallerin üretimi veya işlenmesi faaliyetlerini kapsar.

Pik demir, çelik (sektör 5) ve birincil alüminyum (sektör 7) üretiminden kaynaklanan CO₂ emisyonlarının izlenmesi ve raporlanması için ilgili diğer sektör örneklerinden yararlanılabilir.

İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Yakıtları; öğütücü tesislerden gelen tane haline getirilmiş plastik malzemeyi içeren alternatif yakıtları; kok ve grafit elektrotları dâhil olmak üzere indirgeyici maddeleri; kireçtaşı ve dolomit dâhil olmak üzere hammaddeleri, karbon içerikli metal cevherleri ile konsantreleri ve ikincil hammaddeleri.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Yakıt veya hammaddenin içeriğinde bulunan karbonun, ürün veya üretim çıktılarının içeriğinde bulunmaması durumunda işletme, İ&R Tebliği Madde 22, EK-2 Bölüm 2⁸ ve 4⁹ uyarınca **standart yöntemi**¹⁰ kullanarak yanma ve proses emisyonlarını ayrı ayrı hesaplar.

Üretim faaliyetlerinde kullanılan yakıtlardan veya girdi malzemelerinden kaynaklanan karbon, üretilen ürünlerin veya diğer ürün çıktılarının içeriğinde kalıyorsa, işletme İ&R Tebliği Madde 23 ve EK-2 Bölüm 3¹¹ uyarınca **kütle dengesi yöntemini** kullanır. İşletme, kütle dengesi yöntemini kullanması durumunda aşağıdaki kademeleri uygular:

Karbon içeriği için kademeler:

Karbon içeriğinin, emisyon faktöründen hesaplanması için işletme aşağıdaki denklemleri kullanır:

- (a) t CO₂/TJ olarak ifade edilen emisyon faktörleri için: $C = (EF \times NKD) / 3,664$
- (b) t CO₂/t olarak ifade edilen emisyon faktörleri için: $C = EF / 3,664$

Bu denklemlerde, "C" oran (ton ürün başına ton karbon) olarak ifade edilen karbon içeriğini, EF emisyon faktörünü, NKD net kalorifik değeri ifade eder.

Karışık bir yakıt veya malzeme için biyokütle oranının belirleneceği durumlarda, tanımlanmış kademeler toplam karbon içeriği ile bağlantılı olur. Karbonun biyokütle oranı, İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 2.4'te tanımlanan kademeler¹² kullanılarak belirlenir.

Kademe 1: İşletme, aşağıdakilerden birini uygular:

- (a) İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 1 ve 2'de listelenen standart faktörlerden çıkartılan karbon içeriği,
- (b) İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 1 ve 2'de uygulanabilir değer bulunmadığı durumda, Madde 29(1)(c) veya (ç) bentleri kapsamındaki diğer sabit değerler.

Kademe 2a: İşletme, karbon içeriğini, İ&R Tebliği Madde 29(1)(b) bendi uyarınca, Bakanlıkça yayımlanan ulusal emisyon faktörlerini kullanarak belirler.

Kademe 2b: İşletme, İ&R Tebliği Madde 30-33 kapsamında, yılda en az bir kere belirlenen deneysel korelasyon ile bağlantılı olarak, aşağıda oluşturulmuş ikamelerin bir tanesine dayanan yakıt için emisyon faktörlerinden karbon içeriğini belirler:

- (a) Rafineri ve çelik sanayiinde de kullanılanlar dâhil olmak üzere, belirli yağların veya gazların yoğunluk ölçümü,
- (b) Belirli kömür tipleri için net kalorifik değer.

İşletme korelasyonun ilgili ulusal ve uluslararası standartların gereksinimlerini karşılama ve sadece oluşturulduğu aralıkta bulunan ikamenin değerlerine uygulanmasını temin eder.

Kademe 3: İşletme, İ&R Tebliği Madde 30-33 ilgili hükümler kapsamında karbon içeriğini belirler.

Net Kalorifik Değer (NKD) İçin Kademeler

Kademe 1: İşletme aşağıdakilerden birini uygular:

- (a) İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 2'de listelenen standart faktörler;
- (b) İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 1'de uygulanabilir değer bulunmadığı durumda, Madde 29(1)(c) veya (ç) bentleriyle bağlantılı olarak diğer sabit değerler.

⁸ Bölüm 2 yanma emisyonları için dönüşüm faktörü kademelerini tanımlar.

⁹ Bölüm 4 karbonat ayrışmasından kaynaklanan proses emisyonları için dönüşüm faktörü kademelerini tanımlar.

¹⁰ Kütle dengesi yöntemi kullanılırsa, işletme yanma emisyonlarına sebep olan yakıtları kütle dengesi yöntemiyle ya da İ&R Tebliği Madde

²² veya EK-3 Bölüm 1 uyarınca standart yöntemle izleyebilir. Ancak emisyonların eksik hesaplanması veya mükerrer sayımı önlenmelidir.

¹¹ İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 3 kütle dengesi yönteminde hesaplama faktörleri için kademeleri tanımlar.

¹² Kademe 1: İşletme, 39 uncu maddenin ikinci fıkrası ile bağlantılı olarak belirlenen bir değeri uygular. Kademe 2: İşletme, 37 nci maddenin birinci fıkrası ile bağlantılı olarak spesifik faktörleri belirler.

İşletme sera gazı emisyonlarının belirlenmesi için hesaplama temelli yöntemi kullanır. Bu proseslere giren madde veya yakıtların içeriğindeki karbon, genellikle ürün veya üretim çıktılarından içeriğinde bulunmadığından, öncelikli olarak standart yöntem kullanılmalıdır.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan, proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ve proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları(enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV = Faaliyet Verisi*
- *NKD = Net Kalorifik Değer*
- *EF = Emisyon Faktörü*
- *BO = Biyokütle Oranı*
- *YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*
- *DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*

İşletme, sera gazı emisyonlarının **kütle dengesi yöntemiyle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. Prosese girdi akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) ve çıktı akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) aşağıdaki formül yardımıyla ayrı ayrı hesaplanır.

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıkıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

6. Yıllık toplam emisyonlar , girdi ve çıktı kaynak akışlarından kaynaklanan CO₂ emisyonlarının farkının alınmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları(girdi kaynaklı)} - CO_2 \text{ emisyonları (çıkıktı kaynaklı)}$$

7. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV = Faaliyet Verisi*
- *EF = Emisyon Faktörü*
- *BO = Biyokütle Oranı*
- *DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 9¹³

Aşağıdaki sayısal örnek, yakıt veya hammaddenin içeriğindeki karbonun, ürün veya üretim çıktılarının içeriğinde bulunmadığı varsayımıyla hazırlanmıştır. Bu durumda, işletme yanma ve proses emisyonlarının hesabı için **standart yöntemi** kullanılacaktır.

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ¹⁴	Değer	Birim	Kademe ¹⁵	Değer ¹⁶	Birim	Kademe ¹⁷	Değer ¹⁶	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Motorin	3	2.000	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal Gaz	2	20.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	56,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Yakıt akışı X ¹⁸															
.....															
Hammadde akışı Y ¹⁹															
.....															

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Motorin	2.000	t	43,0	GJ/t	0,0741	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	2.000 t x 43,0 GJ/t x 0,0741 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 6.372,6
Doğal Gaz	20.000.000	Nm ³	0,036	GJ/Nm ³	0,0561	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	20.000.000 Nm ³ x 0,036 GJ/Nm ³ x 0,0561 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 40.392,0
Toplam	(6.372,6 + 40.392,0) t CO₂										= 46.764,6

¹³ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹⁴ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁵ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁶ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁷ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değer.

¹⁸ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁹ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Kireçtaşı	1.000	t	0,440	t CO ₂ /t	0	%	100	%	$1.000 \text{ t} \times 0,440 \text{ t CO}_2/\text{t} \times (1-0) \times 1 = 440,0$
Toplam	(440,0) t CO₂								= 440,0

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(46.764,6 + 440,0) \text{ t CO}_2 =$$

$$\mathbf{47.205 \text{ t CO}_2}$$

Sektör 10

GÜNLÜK KAPASİTESİ 500 TON VE ÜZERİ DÖNER FIRINLARDA VEYA GÜNLÜK KAPASİTESİ 50 TONU AŞAN DİĞER OCAKLARDA KLİNKER ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanılır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanılabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 10 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 10, günlük kapasitesi 500 ton ve üzeri döner fırınlarda veya günlük kapasitesi 50 tonu aşan diğer ocaklarda klinker üretimini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Hammaddelerdeki kireçtaşının kalsinasyonu, fosil döner fırın yakıtları, alternatif fosil bazlı döner fırını yakıtları ve hammaddeler, biyokütle döner fırın yakıtları (biyokütle atıkları), döner fırın dışı yakıtlar ve kireç taşının ve atık gaz yıkamasında kullanılan şist ve hammaddelerin organik karbon içeriği.

Yanmadan kaynaklanan emisyonlar İ&R Tebliği EK-3'ün 1. bölümüne uygun olarak izlenir. Bu konuda daha ayrıntılı bilgi, yakıtların yanması için hazırlanmış olan sektörel örnek emisyon hesaplamasında bulunabilir[→Bkz. *Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör No:1*].

Farin bileşenlerinden kaynaklanan proses emisyonları proses girdisinin karbonat içeriğine (yöntem A) veya üretilen klinker miktarına (yöntem B) dayanarak İ&R Tebliği EK-2'nin 4. bölümüne uygun olarak izlenir. Dikkate alınacak karbonatlar en az CaCO₃, MgCO₃ ve FeCO₃ içerir.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Prosesten giderilen toz ve hammaddelerdeki organik karbon ile ilgili CO₂ emisyonları İ&R Tebliği EK-3'ün 9. bölümündeki C ve D alt bölümlerine uygun olarak eklenir.

Alt bölüm C: Atılan Toz ile İlgili Emisyonlar

İşletme, İ&R Tebliği Madde 22(2) uyarınca proses emisyonları olarak hesaplanan çimento döner fırın tozunun (ÇFT'nin) kısmi kalsinasyon oranı için düzeltilen, fırın sisteminden çıkan bypass tozuna veya ÇFT'ye ilişkin CO₂ emisyonlarını ekler. İ&R Tebliği EK-2'nin 4. bölümü uyarınca, emisyon faktörlerine ilişkin kademe 1 ve kademe 2 aşağıdaki gibi tanımlanır:

Kademe 1: İşletme, emisyon faktörü olarak 0,525 t CO₂/t toz uygular.

Kademe 2: İşletme yılda en az bir defa emisyon faktörünü (EF) İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca, aşağıdaki formülü kullanarak belirler:

$$EF_{\text{ÇFT}} = \frac{\frac{EF_{\text{Kli}}}{1 + EF_{\text{Kli}}} * d}{1 - \frac{EF_{\text{Kli}}}{1 + EF_{\text{Kli}}} * d}$$

Burada;

$EF_{\text{ÇFT}}$: Kısmen kalsine çimento döner fırın tozunun emisyon faktörü [t CO₂/t ÇFT];

EF_{Kli} : Klinkerin tesise özgü emisyon faktörü [t CO₂/t klinker];

d: ÇFT kalsinasyon derecesi (ham karışımdaki toplam karbonat CO₂'nin % olarak CO₂ salımı).

Emisyon faktörü için kademe 3 uygulanamaz.

Alt bölüm D: Farindeki Karbonat Olmayan Karbondan kaynaklanan Emisyonlar

İşletme, İ&R Tebliği Madde 22(2) uyarınca karbonat olmayan karbonlardan asgari olarak kireç taşı, şist veya farinde kullanılan alternatif hammaddelerden (örneğin, uçucu kül) kaynaklanan emisyonları belirler. Emisyon faktörü için aşağıdaki kademe tanımları uygulanır:

Kademe 1: İlgili hammadde içindeki karbonat olmayan karbonun içeriği ilgili ulusal ve uluslararası standartlar kullanılarak elde edilir.

Kademe 2: İlgili hammadde içindeki karbonat olmayan karbonun içeriği İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca en az yıllık olarak belirlenir.

Dönüşüm faktörü için aşağıdaki kademe tanımları uygulanır:

Kademe 1: Dönüşüm faktörü olarak 1 uygulanır.

Kademe 2: İlgili ulusal ve uluslararası standartlar kullanılarak dönüşüm faktörü hesaplanır.

Yöntem A: Girdi Bazlı Döner Fırın

Çimento döner fırın tozunun (ÇFT) ve bypass tozunun döner fırını terk ettiği durumlarda işletme ilgili hammaddeyi proses girdisi olarak değerlendirmez, ancak ÇFT'den gelen emisyonları İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 9 alt bölüm C ile uygun olarak hesaplar (Bkz. Altbölüm C "Atılan Toz ile İlgili Emisyonlar").

Farin karakterize edilemiyorsa, işletme, emisyonların mükerrer sayımını veya geri dönen veya bypass edilen malzemelerden kaynaklanan ihmalleri önleyecek şekilde, faaliyet verisi için belirsizlik gerekliliklerini ayrı ayrı her bir ilgili karbon içeren döner fırın girdisine uygular. Faaliyet verisinin üretilen klinkere göre belirlendiği durumlarda, farin net miktarı bir sahaya özgü deneysel farin/klinker oranı vasıtası ile belirlenir. Bu oran, en az yılda bir kere güncellenir.

Yöntem B: Çıktı Bazlı Klinker

İşletme, aşağıdaki yollardan birisini uygulayarak, faaliyet verisini raporlama dönemindeki klinker üretimi [t] olarak belirler:

- Klinkerin doğrudan tartılması;
- Klinker stok değişiminin yanı sıra klinker sevkini ve klinker teminini dikkate alan kütle dengesi vasıtası ile çimento teslimatlarına bağlı olarak aşağıdaki formül kullanılır:

Üretilen klinker [t] = ((teslim edilen çimento [t] – çimento stok değişimi [t]) * klinker / çimento oranı [t klinker / t çimento]) - (temin edilen klinker [t]) + (dağıtılan klinker [t]) - (klinker stok değişimi [t]).

İşletme, İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca her bir farklı çimento ürünü için çimento / klinker oranını hesaplar ya da çimento teslimatları ve stok değişimleri ve baypas tozu ve çimento döner fırın tozunu içeren ve çimentoya katkı olarak kullanılan bütün diğer malzemelerin farkından oran hesaplar.

İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 4 uyarınca, emisyon faktörü için kademe 1 aşağıdaki gibi tanımlanır:

Kademe 1: İşletme emisyon faktörü olarak 0,525 t CO₂/t klinker uygular.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

- İzleme planının onaylandığından emin olunur.
- İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
- İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
- İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
- İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

- İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

- Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı olan ve proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

- İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

*Hesaplama parametreleri:

- FV = Faaliyet Verisi
- NKD = Net Kalorifik Değer
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması - Sektör 10⁸

Yakıtların yanmasından kaynaklanan emisyonlar, İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 1 uyarınca standart yöntemle izlenir.

Farin bileşenlerinden kaynaklanan proses emisyonları proses girdisinin karbonat içeriğine (yöntem A) veya üretilen klinker miktarına (yöntem B) dayanarak İ&R Tebliği EK-2'nin 4. bölümüne uygun olarak izlenir.

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Motorin	3	1.000	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	tCO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Kömür	4	170.000	t	3	25,2	GJ/t	3	0,096	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Hayvan yemi	3	4.000	t	3	18,0	GJ/t	3	0,088	tCO ₂ /GJ	2	100	%	1	100	%
Evsel atık	3	9.000	t	3	15,4	GJ/t	3	0,057	tCO ₂ /GJ	2	30	%	1	100	%
Doğal gaz	4	25.000.000	Nm ³	3	0,0361	GJ/Nm ³	3	0,0562	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Klinker	2	1.550.000	t	yok	---	---	1	0,525	tCO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt akışı X¹³															
.....															
Hammadde akışı Y¹⁴															
.....															

⁸ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

⁹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değer.

¹⁰ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değer.

¹¹ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹² EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değer.

¹³ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁴ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Motorin	1.000	t	43,0	GJ/t	74,1	tCO ₂ /TJ	0	%	100	%	$1.000 \text{ t} \times 43,0 \text{ GJ/t} \times 0,0741 \text{ tCO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = \mathbf{3.186,3}$
Kömür	170.000	t	25,2	GJ/t	0,096	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	$170.000 \text{ t} \times 25,2 \text{ GJ/t} \times 0,096 \text{ tCO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = \mathbf{411.264,0}$
Hayvan yemi	4.000	t	0,088	GJ/t	18,0	tCO ₂ /GJ	100	%	100	%	$4.000 \text{ t} \times 0,088 \text{ GJ/t} \times 18,0 \text{ tCO}_2/\text{GJ} \times (1-1) \times 1 = \mathbf{0,0}$
Evsel atık	9.000	t	0,057	GJ/t	15,4	tCO ₂ /GJ	30	%	100	%	$9.000 \text{ t} \times 0,057 \text{ GJ/t} \times 15,4 \text{ tCO}_2/\text{GJ} \times (1-0,3) = \mathbf{5.530,1}$
Doğal gaz	25.000.000	Nm ³	0,0361	GJ/Nm ³	0,0562	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	$25.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,0361 \text{ GJ/Nm}^3 \times 0,0562 \text{ tCO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = \mathbf{50.720,5}$
Toplam	$(411.264,0 + 0 + 5.530,1 + 50.720,5 + 3.186,3) \text{ t CO}_2$										= 470.700,0

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, hesaplama yöntemi B ile (üretilen klinker miktarına göre) şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim ¹⁵	Değer	Birim	Değer	Birim	
Klinker	1.550.000	t	0,525	tCO ₂ /t	0	%	100	%	$1.550.000 \text{ t} \times 0,525 \text{ tCO}_2/\text{t} \times (1-0) \times 1 = \mathbf{813.750,0}$
Toplam	$(813.750,0) \text{ t CO}_2$								= 813.750,0

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\begin{aligned} \text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis)} &= \\ \text{CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı)} + \text{CO}_2 \text{ emisyonları (proses)} &= \\ (470.700,9 + 813.750,0) \text{ t CO}_2 &= \end{aligned}$$

1.284.451 t CO₂

¹⁵ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

Sektör 11

GÜNLÜK KAPASİTESİ 50 TON VE ÜZERİ DÖNER FIRINLARDA VEYA DİĞER OCAKLARDA KİREÇ ÜRETİMİ VEYA DOLOMİTİN VEYA MAGNEZİTİN KALSİNASYONU

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 11 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 11; günlük kapasitesi 50 ton ve üzeri döner fırınlarda veya diğer ocaklarda kireç üretimi veya dolomitin veya magnezitin kalsinasyonunu kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Hammaddelerdeki kireçtaşı, dolomit veya magnezitin kalsinasyonu, geleneksel fosil fırın yakıtları, alternatif fosil bazı fırın yakıtları ve hammaddeleri, biyokütle fırın yakıtları (biyokütle atıkları) ve diğer yakıtlar.

Yaklaşık aynı miktarda CO₂'in tekrar bağlandığı saflaştırma prosesleri için yanmış kireç ve kireç taşından çıkan CO₂ kullanıldığında, saflaştırma işleminin yanı sıra karbonatların ayrıştırılmasının tesisin izleme planına ayrıca dâhil edilmesine gerek yoktur.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Yanma prosesinden kaynaklanan emisyonlar İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 1 uyarınca izlenir.

Hammaddelerden kaynaklanan proses emisyonları İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 4'e uygun olarak Yöntem A veya Yöntem B⁸ ile izlenir. Kalsiyum ve magnezyumun karbonatları her zaman dikkate alınır. Diğer karbonatlar ve hammaddedeki organik karbon, ilgili olduğu durumlarda dikkate alınır. İ&R Tebliği Madde 22(2) uyarınca izlenen bütün emisyonlar standart yöntemle hesaplanır. Aşağıda listelenen kademe tanımları ve dönüşüm faktörleri uygulanır:

Yöntem A'da Kullanılan Emisyon Faktörü İçin Kademeler

Kademe 1: İlgili her bir girdi malzemesindeki ilgili karbonat miktarının belirlenmesi İ&R Tebliği Madde 30-33 kapsamında yürütülür. Kompozisyon verisinin emisyon faktörlerine dönüştürülmesi için, İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 2' de listelenen stokiyometrik oranlar kullanılır.

Yöntem B'de Kullanılan Emisyon Faktörleri İçin Kademeler

Kademe 1: İşletme, İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 2 Tablo 5.3'te listelenen standart faktörleri uygular.

Kademe 2: İşletme, İ&R Tebliği Madde 29(1)(b) bendi kapsamında Bakanlıkça yayımlanan ulusal emisyon faktörlerini uygular.

Kademe 3: Üründeki karbonatların ayrışmasında ortaya çıkan ilgili metal oksitlerin miktarlarının belirlenmesi, İ&R Tebliği Madde 30-33 kapsamında yürütülür. Kompozisyon verisinin emisyon faktörlerine dönüştürülmesi için, ilgili bütün metal oksitlerin karşılık gelen karbonatlardan çıktığı varsayılarak İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 2 Tablo 5.3'te listelenen stokiyometrik oranlar kullanılır.

Yöntem A'da Kullanılan Dönüşüm Faktörü İçin Kademeler

Kademe 1: Dönüşüm faktörü olarak 1 kullanılır.

Kademe 2: Prosesten çıkan karbonatlar ve diğer karbonlar için dönüşüm faktörü 0 ile 1 arasındaki bir değer olarak kullanılır. İşletme bir veya daha fazla girdi için tam dönüşüm varsayabilir ve dönüştürülmemiş malzemeler ile diğer karbonu kalan diğer girdilere bağlar. Ürünlerin ilgili kimyasal parametrelerinin ilaveten belirlenmesi İ&R Tebliği Madde 30-33 kapsamında yürütülür.

Yöntem B'de Kullanılan Dönüşüm Faktörü İçin Kademeler

Kademe 1: Dönüşüm faktörü olarak 1 kullanılacaktır.

Kademe 2: Sisteme geri beslenen tozu, uçucu külü veya hali hazırda kalsine olmuş malzemeleri içeren, hammaddelerdeki ilgili maddelerin karbonat olmayan bileşiklerinin miktarı, 1 değerinin hammadde karbonatlarının oksitlere tam dönüşümünü temsil edecek şekilde, 0 ile 1 arasındaki bir değere sahip dönüşüm faktörleri vasıtası ile yansıtılacaktır. Proses girdileri ile ilgili kimyasal parametrelerin ilaveten belirlenmesi İ&R Tebliği Madde 30-33 kapsamında yürütülür.

Girdi temelli yöntemde (Yöntem A), karbonat içerik değerleri malzemenin ilgili nem ve gang içeriği için ayarlanır. Magnezya üretiminde karbonattan ziyade diğer magnezyum taşıyan madenler dikkate alınır.

İşletme, geri dönen veya bypass edilen malzemedan kaynaklanan mükerrer sayım veya ihmalleri önler. EK-2 Bölüm 4'te yer alan Yöntem B uygulanırken, kireç ocağı tozu ayrı bir kaynak akışı olarak değerlendirilir.

ÇKK (çökelmiş kalsiyum karbonat) üretimi için CO₂ tesiste kullanıldığında veya başka bir tesise transfer edildiğinde, kullanılan veya transfer edilen CO₂ miktarı CO₂'yi üreten tesisten kaynaklı emisyon olarak değerlendirilir.

⁸ Yöntem A: Girdi temelli yöntem, emisyon faktörü veya faaliyet verisi prosese giren hammadde miktarı üzerinden belirlenir.

Yöntem B: Çıktı temelli yöntem, emisyon faktörü veya faaliyet verisi üretilen ürün veya çıktı miktarı üzerinden belirlenir.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan izleme planından veya onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı CO₂ emisyonları ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *NKD* = Net Kalorifik Değer
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *YF* = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 11⁹

Yanma emisyonları İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 1 uyarınca standart yöntemle izlenir.

Hammaddeden kaynaklanan proses emisyonları, İ&R tebliği EK-2 Bölüm 4 uyarınca hammaddenin karbonat içeriğine (yöntem A) veya üretilen kireç miktarına (yöntem B) göre izlenir.

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ¹⁰	Değer	Birim	Kademe ¹¹	Değer ¹²	Birim	Kademe ¹³	Değer ¹⁴	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Düşük Bitümlü Kömür	4	7.000	t	1	18,9	GJ/t	1	0,0961	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Petrol Koku	3	7.500	t	1	32,5	GJ/t	1	0,0975	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal Gaz	4	13.000.000	Nm ³	3	0,0360	GJ/Nm ³	3	0,0561	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Kireç	2	200.000	t	yok	---	---	1	0,7850	tCO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt akışı X¹⁵															
.....															
Hammadde akışı Y¹⁶															
.....															

⁹ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹⁰ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹² Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹³ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁴ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁵ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁶ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Düşük Bitümlü Kömür	7.000	t	18,9	GJ/t	0,0961	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	$7.000 \text{ t} \times 18,9 \text{ GJ/t} \times 0,0961 \text{ tCO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 12.714,0$
Petrol Koku	7.500	t	32,5	GJ/t	0,0975	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	$7.500 \text{ t} \times 0,0975 \text{ GJ/t} \times 32,5 \text{ tCO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 23.765,6$
Doğal Gaz	13.000.000	Nm ³	0,0360	GJ/Nm ³	0,0561	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	$13.000.000 \text{ t} \times 0,036 \text{ GJ/t} \times 0,0561 \text{ tCO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 26.254,8$
Toplam	(12.714,0 + 23.765,6 + 26.254,8) t CO₂										= 62.734,4

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim ¹⁷	Değer	Birim	Değer	Birim	
Kireç (CaO)	200.000	t	0,785	tCO ₂ /t	0	%	100	%	$200.000 \text{ t} \times 0,785 \text{ tCO}_2/\text{t} \times 1 \times 1 = 157.000,0$
Toplam	(157.000,0) t CO₂								= 157.000,0

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(62.734,4 + 157.000,0) \text{ t CO}_2 =$$

219.734 t CO₂

¹⁷ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

Sektör 12

GÜNLÜK ERGİTME KAPASİTESİ 20 TON VE ÜZERİ CAM ELYAFI DA DÂHİL OLMAK ÜZERE CAM ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanılabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanılabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 12 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 12; günlük ergitme kapasitesi 20 ton ve üzeri cam elyafı da dâhil olmak üzere cam üretimini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Hammaddenin erimesinin sonucu olarak alkali- ve toprak-alkali karbonatların ayrışması, geleneksel fosil yakıtlar, alternatif fosil bazlı yakıtlar ve hammaddeler, biyokütle yakıtlar (biyokütle atıklar), diğer yakıtlar, kok dâhil olmak üzere karbon içeren katkı maddeleri, kömür tozu ve grafit, atık gaz yakma ve atık gaz yıkama.

Yanmadan kaynaklanan emisyonlar, kok, grafit ve kömür tozunu içeren proses malzemelerinden kaynaklanan proses emisyonları ve baca gazı yıkamadan kaynaklanan emisyonlar, yanmadan kaynaklanan emisyon izleme kurallarına göre izlenir [*→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör No:1*].

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Bütün proses emisyonları için (örneğin: karbonattan⁹ kaynaklanan) faaliyet verisi ve emisyon faktörü prosese giren hammadde miktarıyla ilintilidir⁹.

Emisyon faktörü için aşağıdaki kademe tanımları uygulanır:

Kademe 1: İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 2'de listelenen stokiyometrik oranlar kullanılır. İlgili girdi malzemelerinin saflığı sanayideki en iyi uygulama vasıtası ile belirlenir.

Kademe 2: Her bir girdi malzemesindeki ilgili karbonat miktarlarının belirlenmesi İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca yapılır.

Dönüşüm faktörü için, sadece kademe 1 uygulanır.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan izleme planından veya onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ve proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *NKD* = Net Kalorifik Değer
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *YF* = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

⁹ Dikkate alınacak karbonatlar: CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, NaHCO₃, BaCO₃, Li₂CO₃, K₂CO₃ ve SrCO₃

⁹ İ&R Tebliği'nde bu yaklaşım Yöntem A (Girdi Temelli) olarak adlandırılmaktadır.

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 12¹⁰

Bu sayısal örnekte, izleme yöntemi olarak standart yöntem kullanılmıştır.

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ¹¹	Değer	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹³	Birim	Kademe ¹⁴	Değer ¹⁵	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Motorin	3	100	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal Gaz	4	40.000.000	Nm ³	3	0,0361	GJ/Nm ³	3	55,9321	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Soda Külü	4	40.000	t	yok	---	---	1	0,415	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Dolomit	4	30.000	t	yok	---	---	3	0,4855	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Kireçtaşı	4	1.000	t	yok	---	---	1	0,440	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Magnezyum Karbonat	4	2.000	t	yok	---	---	1	0,522	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt akışı X¹⁶															
.....															
Hammadde akışı Y¹⁷															
.....															

¹⁰ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹¹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹² NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁴ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁵ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁶ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁷ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

- A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Motorin	100	t	43,0	GJ/t	0,0741	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	$100 \text{ t} \times 43,0 \text{ GJ/t} \times 0,0741 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 318,6$
Doğal Gaz	40.000.000	Nm ³	0,03612	GJ/Nm ³	0,0559321	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	$40.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,03612 \text{ GJ/Nm}^3 \times 0,0559321 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 80.810,7$
Toplam	(318,6 + 80.810,7) t CO₂										= 81.129,3

- B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim ¹⁸	Değer	Birim	Değer	Birim	
Soda Külü	40.000	t	0,415	t CO ₂ /t	0	%	100	%	$40.000 \text{ t} \times 0,415 \text{ t CO}_2/\text{t} \times 1 \times 1 = 16.600,0$
Dolomit	30.000	t	0,485	t CO ₂ /t	0	%	100	%	$30.000 \text{ t} \times 0,485 \text{ t CO}_2/\text{t} \times 1 \times 1 = 14.550,0$
Kireçtaşı	1.000	t	0,440	t CO ₂ /t	0	%	100	%	$1.000 \text{ t} \times 0,440 \text{ t CO}_2/\text{t} \times 1 \times 1 = 440,0$
Magnezyum Karbonat	2.000	t	0,522	t CO ₂ /t	0	%	100	%	$2.000 \text{ t} \times 0,522 \text{ t CO}_2/\text{t} \times 1 \times 1 = 1.044,0$
Toplam	(16.600,0 + 14.550,0 + 440,0 + 1.044,0) t CO₂								= 32.634,0

- C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(81.129,3 + 32.634,0) \text{ t CO}_2 =$$

113.763 t CO₂

¹⁸ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

Sektör 13
GÜNLÜK ÜRETİM KAPASİTESİ 75 TON VE ÜZERİ,
ÖZELLİKLE ÇATI KİREMİTLERİ, TUĞLALAR, REFRAKTER TUĞLALAR,
KAROLAR, TAŞ ÜRÜNLER VEYA PORSELEN OLMAK ÜZERE,
PİŞİRME İLE SERAMİK ÜRÜNLERİN ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 13 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 13; günlük üretim kapasitesi 75 ton ve üzeri, özellikle çatı kiremitleri, tuğlalar, refrakter tuğlalar, karolar, taş ürünler veya porselen olmak üzere, pişirme ile seramik ürünlerin üretimini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Fırın yakıtları, kireç taşının/dolomitin ve hammaddelerdeki diğer karbonatların kalsinasyonu, hava kirleticilerini azaltmak ve diğer baca gazı yıkama ile ilgili kireç taşı ve diğer karbonatlar, polisitren dahil olmak üzere gözenek artırıcı olarak kullanılan fosil/biyokütle katkı maddeleri, kâğıt üretimi veya talaş kalıntıları, kildeki ve diğer hammaddelerdeki fosil organik malzemeler.

Baca gazı yıkama da dâhil olmak üzere, **yanmadan kaynaklanan emisyonlar**, İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 1 uyarınca izlenir [→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör No:1].

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Farin bileşenlerinden kaynaklanan proses emisyonları, İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 4'e uygun olarak girdi temelli (yöntem A) veya çıktı temelli (yöntem B) yöntemle izlenir. Saflaştırılmış veya sentetik kile dayanan seramikler için yöntem A veya yöntem B kullanılır. İşlenmemiş kile dayanan seramik ürünler ve organik içerikli kil ve katkı maddeleri için Yöntem A kullanılır. Kalsiyum karbonatlar her zaman, diğer karbonatlar ve hammaddedeki organik karbon ise ilgili olduğu durumlarda dikkate alınır.

Yöntem A (Girdi Temelli)

Kademe 1: Emisyon faktörünün hesaplanması için analiz sonuçları yerine ton kuru kil başına 0,2 ton CaCO₃ ihtiyatlı değeri (0,08794 ton of CO₂'e karşılık gelen) uygulanır.

Kademe 2: Her bir kaynak akışına ilişkin emisyon faktörü, sahaya özgü koşulları ve tesisin ürün karışımını yansıtan ulusal ve uluslararası uygulamaları da kullanarak, yılda en az bir defa hesaplanır ve güncellenir.

Kademe 3: İlgili hammaddelerin kompozisyonu İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca belirlenir.

Yöntem B (Çıktı Temelli)

Kademe 1: Emisyon faktörünün hesaplanması için analiz sonuçları yerine ton ürün başına 0,123 ton CaO ihtiyatlı değeri (0,09642 ton CO₂'e karşılık gelen) kullanılır.

Kademe 2: Emisyon faktörü, sahaya özgü koşullar ve tesisin ürün karışımını yansıtan ulusal ve uluslararası uygulamaları da kullanarak, yılda en az bir defa hesaplanır ve güncellenir.

Kademe 3: Ürün kompozisyonunun belirlenmesi İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca belirlenir.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

*Hesaplama parametreleri:

- FV = Faaliyet Verisi
- NKD = Net Kalorifik Değer
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

⁸ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

Farin bileşenlerinden kaynaklanan proses emisyonları İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 4 uyarınca proses girdisinin karbonat içeriğine (yöntem A) veya üretilen seramik miktarına göre (yöntem B) ile hesaplanır.

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Doğal Gaz	4	7.000.000	Nm ³	3	0,0360	GJ/Nm ³	3	0,0561	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Propan	4	70	t	yok	--	--	1	2,993	tCO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Talaş	3	5.000	t	yok	--	--	1	1,700	tCO ₂ /t	1	100	%	1	100	%
Kil	3	150.000	t	yok	--	--	3	0,08794	tCO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Gaz tutucu	2	8.000	t	yok	--	--	3	0,185	tCO ₂ /t	1	15	%	1	100	%
Kireçtaşı	3	350	t	yok	--	--	1	0,440	tCO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt akışı X¹³															
.....															
Hammadde akışı Y¹⁴															
.....															

⁹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁰ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹² EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁴ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Doğal Gaz	7.000.000	Nm ³	0,0360	GJ/Nm ³	0,0561	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	$7.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,036 \text{ GJ/Nm}^3 \times 0,0561 \text{ tCO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 14.137,2$
Propan	70	t	---	---	2,993	tCO ₂ /t	0	%	100	%	$70 \text{ t} \times 2,993 \text{ tCO}_2/\text{t} \times (1-0) \times 1 = 209,5$
Talaş	5.000	t	---	---	1,700	tCO ₂ /GJ	100	%	100	%	$5.000 \text{ t} \times 1,7 \text{ tCO}_2/\text{GJ} \times (1-1) \times 1 = 0,0$
Toplam	(14.137,2 + 209,5) t CO₂										= 14.346,7

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, hesaplama yöntemi B ile (üretilen klinker miktarına göre) şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim ¹⁵	Değer	Birim	Değer	Birim	
Kil	150.000	t	0,08794	tCO ₂ /t	0	%	100	%	$150.000 \text{ t} \times 0,08794 \text{ tCO}_2/\text{t} \times (1-0) \times 1 = 13.191,0$
Gaz tutucu	8.000	t	0,185	tCO ₂ /t	15	%	100	%	$8.000 \text{ t} \times 0,185 \text{ tCO}_2/\text{t} \times (1-0,15) \times 1 = 1.258,0$
Kireçtaşı	350	t	0,440	tCO ₂ /t	0	%	100	%	$350 \text{ t} \times 0,440 \text{ tCO}_2/\text{t} \times (1-0) \times 1 = 154,0$
Toplam	(0,0 + 13.191,0 + 1.258,0 + 154,0) t CO₂								= 14.603,0

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonları (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(14.346,7 + 14.603,0) \text{ t CO}_2 =$$

28.9450 t CO₂

¹⁵ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

Sektör 14

GÜNLÜK ERGİTME KAPASİTESİ 20 TON VE ÜZERİ, CAM, TAŞ VEYA CÜRUF KULLANILARAK MİNERAL ELYAF YALITIM MALZEMESİ ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanılır⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 14 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 14; günlük ergitme kapasitesi 20 ton ve üzeri, cam, taş veya cüruf kullanılarak mineral elyaf yalıtım malzemesi üretimini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Hammaddenin erimesinin sonucu olarak alkali- ve toprak-alkali karbonatların ayrışması, geleneksel fosil yakıtlar, alternatif fosil bazlı yakıtlar ve hammaddeler, biyokütle yakıtlar (biyokütle atıklar), diğer yakıtlar, kok içeren katkı maddelerini içeren karbon, kömür tozu ve grafit, atık gaz yakma ve atık gaz yıkama.

Atık gaz yıkama da dâhil olmak üzere yanmadan ve **kok, grafit ve kömür tozunu içeren proses malzemelerinden kaynaklanan emisyonlar**, İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 1 uyarınca izlenir[→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör 1].

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Hammaddelerden kaynaklanan proses emisyonları (örneğin: karbonattan kaynaklanan⁸) prosese giren hammadde miktarıyla ilgilidir ve İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 4'e uygun olarak izlenir⁹.

Emisyon faktörü için aşağıdaki kademe tanımları uygulanır:

Kademe 1: İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 2'de listelenen stokiyometrik oranlar kullanılır. İlgili girdi malzemelerinin saflığı sanayideki en iyi uygulama vasıtası ile belirlenir.

Kademe 2: Her bir girdi malzemesindeki ilgili karbonat miktarlarının belirlenmesi İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca yapılır.

Dönüşüm faktörü için, sadece kademe 1 uygulanır.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı CO₂ emisyonları ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *NKD* = Net Kalorifik Değer
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *YF* = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

⁸ Dikkate alınması gereken karbonatlar: CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, NaHCO₃, BaCO₃, Li₂CO₃, K₂CO₃ ve SrCO₃

⁹ İ&R Tebliği çerçevesinde bu girdi temelli yaklaşım "yöntem A" olarak tanımlanmıştır.

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 14¹⁰

Bu örnekte CO₂ emisyonlarının belirlenmesi için standart yöntem uygulanacaktır.

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Yakıt/Hammadde Akışı	Kademe ¹¹	Değer	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹³	Birim	Kademe ¹⁴	Değer Error! Bookmark	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer
Doğal Gaz	2	10.000.000	Nm ³	3	36,0	MJ/Nm ³	3	0,0561	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Motorin	1	0,5	t	1	43,0	GJ/T	1	74,1	tCO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Dolomit	1	10.000	t	yok	---	---	yok	0,522	tCO ₂ /T	yok	0	%	1	100	%
Kireçtaşı	1	2.000	t	yok	---	---	1	0,440	tCO ₂ /T	yok	0	%	1	100	%
Yakıt Akışı X ¹⁵															

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim ¹⁶	Değer	Birim	Değer	Birim	
Doğal gaz	10.000.000	Nm ³	0,036	GJ/Nm ³	0,0561	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	10.000.000 Nm ³ x 0,036 GJ/Nm ³ x 0,0561 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 20.196,0
Motorin	0,5	t	43,0	GJ/t	0,0741	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	0,5 t x 43,0 GJ/t x 0,0741 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 1,6
Toplam	(20.196,0 + 1,6) t CO₂										= 20.197,6

¹⁰ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹¹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹² NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁴ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁵ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁶ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [T CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Dolomit	10.000	t	0,522	t CO ₂ /T	0	%	100	%	10.000 T X 0,522 T CO ₂ /T X 1 X 1 = 5.220,0
Kireçtaşı	2.000	t	0,440	t CO ₂ /T	0	%	100	%	2.000 T X 0,440 T CO ₂ /T X 1 X 1 = 880,0
Toplam	(5.220,0 + 880,0) T CO₂								= 6.100,0

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(20.197,6 + 6.100,0) \text{ t CO}_2 =$$

26.298 t CO₂

Sektör 15

TOPLAM ANMA ISIL GÜCÜ 20 MW VE ÜZERİ YAKMA ÜNİTELERİ KULLANILARAK ALÇI TAŞININ KURUTULMASI VEYA KALSİNASYONU VEYA ALÇI PANOLARIN VE DİĞER ALÇI TAŞI ÜRÜNLERİNİN ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 15 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 15; toplam anma ısıl gücü 20 MW ve üzeri yakma üniteleri kullanılarak alçı taşının kurutulması veya kalsinasyonu veya alçı panoların ve diğer alçı taşı ürünlerinin üretimi faaliyetlerini kapsar.

Alçı taşının kimyasal formülü, kalsiyum sülfat dihidrattır (CaSO₄·2H₂O). Alçı taşının kurutulması veya kalsinasyonu; alçı taşının, kalsiyum sülfat hemihidrat veya sıva üretimi için kısmi dehidrasyonudur. Bu tepkime enerji gerektiren endotermik bir dekompozisyon tepkimesidir. Bu sebeple, alçı taşı kalsinasyonu yapan bir tesis, yanma faaliyetlerinden kaynaklanan emisyonların tamamını İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 1 kapsamında izlemeye dâhil eder. İ&R Tebliği kapsamında bu faaliyete özgü başka bir şart bulunmamaktadır.

Yanma emisyonları, yakıtlar İ&R Tebliği Madde 23 kapsamında bir kütle dengesine dâhil edilmedikçe, İ&R Tebliği Madde 22(1) uyarınca izlenir. İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 2'de tanımlanan kademeler uygulanır.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Baca gazı akışından asit gazın temizlenmesi için karbonat kullanımından kaynaklanan CO₂ proses emisyonları İ&R Tebliği Madde 22(2) uyarınca, tüketilen karbonat (yöntem A) veya üretilen alçı taşı (yöntem B) bazında hesaplanır.

Yöntem A: Emisyon Faktörü

Kademe 1: Emisyon faktörleri İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 2'de listelenen stokiyometrik oranlar ile belirlenir. İlgili girdi malzemelerindeki CaCO₃ ve MgCO₃ miktarları ulusal ve uluslararası standartlar kullanılarak belirlenir.

Yöntem B: Emisyon Faktörü

Kademe 1: Emisyon faktörü olarak kuru alçı taşının (CaSO₄.2H₂O) salınan CO₂'ye stokiyometrik oranı olan 0,2558 t CO₂/ t alçı taşı referans değer olarak kullanılır.

İşletme, alev bacalarından kaynaklanan emisyonları hesaplarırken rutin tutuşmaları ve işletimsel tutuşmaları (acil durumların yanı sıra devre dışı kalma, başlatma ve kapatma) dâhil eder. İşletme ayrıca İ&R Tebliği Madde 46 uyarınca dâhili CO₂'yi de dâhil eder.

Yanma prosesiyle ilgili detaylı bilgi Sektörel Örnek 1'de verilmiştir[→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör 1].

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı CO₂ emisyonları ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- FV = Faaliyet Verisi
- NKD = Net Kalorifik Değer
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 15⁸

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Doğal Gaz	2	10.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	56,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Motorin	3	1.000	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Kireçtaşı	2	2.000	t	yok	---	---	1	0,440	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt Akışı X ¹³															
Hammadde Akışı Y ¹⁴															

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Doğal Gaz	15.000.000	Nm ³	0,036	GJ/Nm ³	0,0561	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	15.000.000 Nm ³ x 0,036 GJ/Nm ³ x 0,0561 t CO ₂ /GJ x 1 x 1 = 30.294,0
Motorin	1.500	t	43,0	GJ/t	0,0741	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	1.500 t x 43,0 GJ/t x 0,0741 t CO ₂ /GJ x 1 x 1 = 4.779,5
Toplam	(30.294,0 + 4.779,5) t CO₂										= 35.073,5

⁸ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

⁹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁰ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹² EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁴ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Kireçtaşı	2.000	t	0,440	tCO ₂ /t	0	%	100	%	$2.000 \text{ t} \times 0,440 \text{ tCO}_2/\text{t} \times (1-0) \times 1 = 880,0$
Toplam	(880,0) t CO₂								= 880,0

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(35.073,5 + 880,0) \text{ t CO}_2 =$$

$$\mathbf{35.954 \text{ t CO}_2}$$

Sektör 16

ODUNDAN VEYA DİĞER LİFLİ MALZEMELERDEN SELÜLOZ ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanamadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 16 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 16, odundan veya diğer lifli malzemelerden selüloz üretimini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Kazanlar, gaz türbinleri ve buhar veya enerji üreten yanma ile ilgili diğer cihazlar, tüketilmiş kağıt hamuru likörlerini yakan geri kazanım kazanları ve diğer cihazlar, insinaretörler, kireç fırınları ve kalsinatörleri, atık gaz yıkama ve kurutucular (kızılötesi kurutucular dâhil).

Atık gaz yıkamasını içeren yanmadan kaynaklanan emisyonların izlenmesi İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 1 uyarınca yürütülür.

Asgari olarak kireç taşı veya soda külünü içeren, takviye kimyasalları olarak kullanılan hammaddelerden kaynaklanan proses emisyonları, İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 4'e uygun olarak Yöntem A ile izlenir. Selüloz üretimindeki kireç taşı çamur geri kazanımından kaynaklanan CO₂ emisyonları geri dönüşümlü biyokütle CO₂ olarak varsayılır. Sadece takviye kimyasalların girdisi ile orantılı CO₂ miktarının fosil CO₂ emisyonlarına sebep olduğu varsayılır.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Çökeltmiş kalsiyum karbonat (ÇKK) üretimi için tesiste CO₂ kullanıldığında veya başka bir tesise CO₂ transfer edildiğinde, CO₂ miktarı CO₂ üreten tesis kaynaklı emisyon olarak değerlendirilir.

Takviye kimyasallarından kaynaklanan emisyonlarda emisyon faktörü için aşağıdaki kademe tanımları uygulanır:

Kademe 1: İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 2'de listelenen stokiyometrik oranlar kullanılır. İlgili girdi malzemelerinin saflığı, ilgili ulusal ve uluslararası standartlar vasıtası ile belirlenir. Elde edilen değerler uygulanan karbonat malzemenin nemine ve değersiz içeriğine uygun olarak ayarlanır.

Kademe 2: Her bir ilgili girdi malzemesine ilişkin ilgili karbonat miktarlarının belirlenmesi İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca yürütülür.

Dönüşüm faktörü için, sadece kademe 1 uygulanır.

Biyokütle oranı yüksek olan proses atıkları, sıklıkla kâğıt üretiminde hammadde olarak kullanılmaktadır. Ayrıca, kireçtaşı ve soda külü gibi kimyasallar geri dönüştürülebildiği için az bir miktarının prosese beslenmesi yeterli olacaktır. Dolayısıyla, selüloz üreten tesislerin fosil CO₂ emisyonu diğer tesislere kıyasla daha düşük, kâğıt veya kimyasal üretimi yapan tesislere göre ise sıfırdır. Ancak yine de bu "sıfır emisyonlu" tesislerin de emisyonlarını raporlamaları gerekmektedir.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

*Hesaplama parametreleri:

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *NKD* = Net Kalorifik Değer
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *YF* = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 16⁸

Yanma emisyonları İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 1 uyarınca standart yöntemle izlenir.

Takviye kimyasal olarak kullanılan hammaddelerden kaynaklanan proses emisyonları, İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 4 uyarınca Yöntem A ile izlenir.

Selüloz üretimi için kireçtaşı çamurunun geri dönüşümünden kaynaklanan CO₂ emisyonları, geri dönüştürülmüş biyokütle emisyonu olarak kabul edilir.

Yalnızca prosese beslenen takviye kimyasallardan kaynaklanan CO₂ emisyonlarının fosil CO₂ emisyonlarına sebep olduğu kabul edilir.

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Yakıt/Hammadde Akışı	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer
Talaş	2	50.000	t	yok	10,0	GJ/t	yok	0,110	tCO ₂ /GJ	yok	100	%	1	100	%
Ağaç kabuğu	2	100.000	t	yok	6,0	GJ/t	yok	0,110	tCO ₂ /GJ	yok	100	%	1	100	%
Siyah likör	2	10.000	t	yok	13,5	GJ/t	yok	0,095	tCO ₂ /GJ	yok	100	%	1	100	%
Proses çamuru 1	2	7.500	t	yok	4,0	GJ/t	yok	0,185	tCO ₂ /GJ	yok	100	%	1	100	%
Proses çamuru 2	2	5.000	t	yok	---	---	3	0,350	tCO ₂ /t	yok	95	%	1	100	%
Düşük bitümlü kömür	4	10.000	t	1	18,9	GJ/t	1	0,0961	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal gaz	4	15.000.000	Nm ³	3	0,0360	GJ/Nm ³	3	0,0561	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Kireçtaşı (eklenen miktar)	2	7.000	t	yok	---	---	1	0,440	tCO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Soda külü (eklenen miktar)	2	5.000	t	yok	---	---	1	0,415	tCO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt Akışı X ¹³															
.....															
Hammadde Akışı Y ¹⁴															
.....															

⁸ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

⁹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁰ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹² EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁴ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Talaş	50.000	t	10,0	GJ/t	0,110	tCO ₂ /GJ	100	%	1	---	50.000 t x 10,0 GJ/t x 0,110 tCO ₂ /GJ x (1-1) x 1 = 0,0
Ağaç kabuğu	100.000	t	6,0	GJ/t	0,110	tCO ₂ /GJ	100	%	1	---	100.000 t x 6,0 GJ/t x 0,110 tCO ₂ /GJ x (1-1) x 1 = 0,0
Siyah likör	10.000	t	13,5	GJ/t	0,095	tCO ₂ /GJ	100	%	1	---	10.000 t x 13,5 GJ/t x 0,095 tCO ₂ /GJ x (1-1) x 1 = 0,0
Proses çamuru 1	7.500	t	4,0	GJ/t	0,185	tCO ₂ /GJ	100	%	1	---	7.500 t x 4,0 GJ/t x 0,185 tCO ₂ /GJ x (1-1) x 1 = 0,0
Proses çamuru 2	5.000	t	---	---	0,350	tCO ₂ /t	95	%	1	---	5.000 t x 0,350 tCO ₂ /t x (1-0,95) x 1 = 87,5
Düşük bitümlü kömür	10.000	t	18,9	GJ/t	0,0961	tCO ₂ /GJ	0	%	1	---	10.000 t x 18,9 GJ/t x 0,0961 tCO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 18.162,9
Doğal gaz	15.000.000	Nm ³	0,0360	GJ/Nm ³	0,0561	tCO ₂ /GJ	0	%	1	---	15.000.000 t x 0,036 GJ/t x 0,0561 tCO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 30.294,0
Toplam	(0,0 + 0,0 + 0,0 + 0,0 + 87,5 + 18.162,9 + 30.294,0) t CO₂										= 48.544,4

- B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, Yöntem A (Girdi Temelli) ile şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim ¹⁵	Değer	Birim	Değer	Birim	
Kireçtaşı (eklenen miktar)	7.000	t	0,440	tCO ₂ /t	0	%	100	%	$7.000 \text{ t} \times 0,440 \text{ t CO}_2/\text{t} \times (1-0) \times 1 = 3.080,0$
Soda külü (eklenen miktar)	5.000	t	0,415	tCO ₂ /t	0	%	100	%	$5.000 \text{ t} \times 0,415 \text{ t CO}_2/\text{t} \times (1-0) \times 1 = 2.075,0$
Toplam	(3.080,0 + 2.075,0) t CO₂								= 5.155,0

- C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(48.544,4 + 5.155,0) \text{ t CO}_2 =$$

53.669 t CO₂

¹⁵ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

Sektör 17 GÜNLÜK ÜRETİM KAPASİTESİ 20 TON VE ÜZERİ, KÂĞIT, MUKAVVA VEYA KARTON ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanılabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanılabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tâbi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 17 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 17; Günlük üretim kapasitesi 20 ton ve üzeri, kâğıt, mukavva veya karton üretimi tesislerini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Kazanlar, gaz türbinleri ve buhar veya enerji üreten yanma ile ilgili diğer cihazlar, tüketilmiş kağıt hamuru likörlerini yakan geri kazanım kazanları ve diğer cihazlar, insinaretörler, kireç fırınları ve kalsinatörleri, atık gaz yıkama ve kurutucular (kızılötesi kurutucular dâhil).

Çoğu karton üretim tesisinin emisyonları, sadece yanmadan kaynaklanan emisyonlarla sınırlıdır. Atık gaz yıkamasını içeren **yanmadan kaynaklanan** emisyonların izlenmesi İ&R Tebliği EK- 3 Bölüm 1'e uygun olarak yürütülür.

Asgari olarak kireç taşıını veya soda külünü içeren, takviye kimyasalları olarak kullanılan hammaddelerden kaynaklanan proses emisyonları, İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 4 uyarınca yöntem A ile izlenir. Selüloz üretimindeki kireç

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

taşı çamur geri kazanımından kaynaklanan CO₂ emisyonları geri dönüşümlü biyokütle CO₂ olarak varsayılır. Sadece takviye kimyasalların girdisi ile orantılı CO₂ miktarının fosil CO₂ emisyonlarına sebep olduğu varsayılır.

Çökeltmiş kalsiyum karbonat (ÇKK) üretimi için tesiste CO₂ kullanıldığında veya başka bir tesise CO₂ transfer edildiğinde, CO₂ miktarı CO₂ üreten tesis kaynaklı emisyon olarak değerlendirilir.

Takviye kimyasallarından kaynaklanan emisyonlarda **emiyon faktörü** için aşağıdaki kademe tanımları uygulanır:

Kademe 1: İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 2'de listelenen stokiyometrik oranlar kullanılır. Prosele giren malzemelerin saflığı ilgili ulusal ve uluslararası standartlar vasıtası ile belirlenir. Elde edilen değerler uygulanan karbonat malzemenin nemine ve değersiz içeriğine uygun olarak ayarlanır.

Kademe 2: Her bir ilgili girdi malzemesine ilişkin ilgili karbonat miktarlarının belirlenmesi İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca yürütülür.

Dönüşüm faktörü için, sadece kademe 1 uygulanır.

İ&R Tebliği'nde selüloz ve kâğıt üretimi için belirtilen faaliyete özgü şartlar daha çok selüloz üretimi için uygulanabilirliğe sahiptir.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emiyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *NKD* = Net Kalorifik Değer
- *EF* = Emiyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *YF* = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 17⁸

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Doğal Gaz	2	5.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	56,1	tCO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Motorin	3	1.000	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	tCO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Magnezyum Karbonat	2	500	t	yok	---	---	1	0,522	tCO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt Akışı X ¹³															
Hammadde Akışı Y ¹⁴															

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Doğal Gaz	5.000.000	Nm ³	0,036	GJ/Nm ³	0,0561	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	5.000.000 Nm ³ x 0,036 GJ/Nm ³ x 0,0561 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 10.098,0
Hafif FuelOil	1.000	t	43,0	GJ/t	0,0741	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	1.000 t x 43,0 GJ/t x 0,0741 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 3.186,3
Toplam	(10.098,0 + 3.186,3) t CO₂										= 13.284,9

⁸ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

⁹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁰ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹² EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁴ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Magnezyum Karbonat	500	t	0,522	t CO ₂ /t	0	%	100	%	2.000 t x 0,522 t CO ₂ /t x 1 x 1 = 261,0
Toplam	(261,0) t CO₂								= 261,0

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(13.284,9 + 261,0) \text{ t CO}_2 =$$

$$\mathbf{13.546 \text{ t CO}_2}$$

Sektör 18

TOPLAM ANMA ISIL GÜCÜ 20 MW VE ÜZERİ YAKMA ÜNİTELERİNİN KULLANILARAK PETROL, KATRAN, KRAKİNG VE DAMITMA KALINTILARI GİBİ ORGANİK MADDELERİN KARBONİZASYONUNU DA İÇEREN KARBON SİYAHİ ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 18 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 18; toplam anma ısıl gücü 20 MW ve üzeri yakma ünitelerinin kullanılarak petrol, katran, kriting ve damıtma kalıntıları gibi organik maddelerin karbonizasyonunu da içeren karbon siyahı üretimini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Yanma ile ilgili tüm yakıtları ve CO₂ emisyon kaynağı olan ve proses malzemesi olarak kullanılan tüm yakıtlar.

Karbon siyahı üretiminden kaynaklanan yanma emisyonları İ&R Tebliği Madde 22(1) ve EK-3 Bölüm 1 uyarınca, atık gaz yıkamasını da içeren bir yanma prosesi olarak ya da İ&R Tebliği Madde 23 ve EK-2 Bölüm 3'e uygun olarak kütle dengesi yöntemiyle izlenir.

Asit gazın temizlenmesi için karbonat kullanımından kaynaklanan CO₂ proses emisyonları İ&R Tebliği Madde 22(2) uyarınca, tüketilen karbonat (Yöntem A) veya üretilen alçı taşı (Yöntem B) bazında hesaplanır.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Yöntem A: Emisyon Faktörü

Kademe 1: Emisyon faktörleri İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 2'de listelenen stokiyometrik oranlar ile belirlenir. İlgili girdi malzemelerindeki CaCO_3 ve MgCO_3 miktarları ulusal ve uluslararası standartlar kullanılarak belirlenir.

Yöntem B: Emisyon Faktörü

Kademe 1: Emisyon faktörü kuru alçı taşının ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) salınan CO_2 'ye stokiyometrik oranı olmalıdır: $0,2558 \text{ t CO}_2 / \text{ t alçı taşı}$.

İşletme, alev bacalarından kaynaklanan emisyonları hesaparken rutin tutuşmaları ve işletimsel tutuşmaları (acil durumların yanı sıra devre dışı kalma, başlatma ve kapatma) dâhil eder. İşletme ayrıca İ&R Tebliği Madde 46 uyarınca dâhili CO_2 'yi de dâhil eder.

İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 2.1 dâhilinde **emisyon faktörü** için kademe 1 ve kademe 2b aşağıdaki gibi tanımlanır:

Kademe 1: İşletme, baca gazları için ihtiyatlı bir ikame olarak kullanılan saf etanın yanmasından elde edilen $0,00393 \text{ t CO}_2 / \text{ Nm}^3$ lük referans **emisyon faktörünü** kullanır.

Kademe 2b: Tesise özgü **emisyon faktörleri**, sanayi standart modellerine dayanan proses modellemesi kullanılarak, alev bacası akışının moleküler ağırlığının tahmininden elde edilir. Katkıda bulunan her bir akışın göreceli oranlarını ve moleküler ağırlıklarını değerlendirerek, baca gazının moleküler ağırlığı için ağırlıklı yıllık ortalama bir değer elde edilir.

İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 2.3 dâhilinde, alev bacalarında **yükseltgenme faktörü** için kademe 1 ve kademe 2 uygulanır.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili ($k=1$ 'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO_2 emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$\text{CO}_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili ($k=1$ 'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$\text{CO}_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$\text{CO}_2 \text{ emisyonları} = \text{CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + \text{CO}_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO_2] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir ($3,664 \text{ t CO}_2 = 1 \text{ t C}$).

***Hesaplama parametreleri:**

- FV = Faaliyet Verisi
- NKD = Net Kalorifik Değer
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

İşletme, sera gazı emisyonlarının **kütle dengesi yöntemiyle**⁸ belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. Prosese girdi akışları k ($k=1$ 'den n 'ye kadar olan) ve çıktı akışları k ($k=1$ 'den n 'ye kadar olan) aşağıdaki formül yardımıyla ayrı ayrı hesaplanır.

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

6. Yıllık toplam emisyonlar, girdi ve çıktı kaynak akışlarından kaynaklanan CO_2 emisyonlarının farkının alınmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)}$$

7. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO_2] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO_2 = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri**

- FV = Faaliyet Verisi
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

⁸ İşletme, alternatif olarak yanma emisyonları için (bu örnekte doğal gaz) standart yöntemi [~~B~~kz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör No:1] diğer kaynak akışları için ise kütle dengesi yöntemini kullanabilir.

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 18⁹

Aşağıdaki sayısal örnek, prosese enerji sağlamak için karbon siyahının yakıldığı bir kısmi yanma prosesi olan fırın siyahı prosesi için hazırlanmıştır ve emisyonların izlenmesi için kütle dengesi yöntemi kullanılacaktır.

Girdi Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
Yakıt/hammadde kaynak akışı	Kademe ¹⁰	Değer	Birim	Kademe ¹¹	Değer ¹²	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Birincil hammadde	4	80.000	t	3	0,851	t C/t	yok	0	%	1	100	%
İkincil hammadde	4	20.000	t	3	0,752	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Kireçtaşı	4	5.000	t	1	0,440	t CO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Girdi Akışı X¹³												
Çıktı Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
Yakıt/hammadde kaynak akışı	Kademe ¹⁰	Değer	Birim	Kademe ¹¹	Değer ¹²	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Karbon siyahı	4	50.000	t	1	0,97	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Çıktı Akışı X¹⁴												

⁹ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹⁰ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹² Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹³ Ek girdi akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁴ Ek çıktı akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **girdi kaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır¹⁵:

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Birincil hammadde	80.000	t	0,851	t C/t	0	%	100	%	$80.000 \text{ t} \times 0,851 \text{ t C/t CO}_2 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} \times (1-0) \times 1 =$ 249.445,1
İkincil hammadde	20.000	t	0,752	t C/t	0	%	100	%	$20.000 \text{ t} \times 0,752 \text{ t C/t CO}_2 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} \times (1-0) \times 1 =$ 55.106,6
Kireçtaşı	5.000	t	0,440	t CO ₂ /t	0	%	100	%	$5.000 \text{ t} \times 0,44 \text{ t CO}_2 \times (1-0) \times 1 =$ 2.200,0
Toplam	(249.445,1 + 55.106,6 + 2.200,0) t CO₂								= 306.751,7

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **çıktı kaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Karbon siyahı	50.000	t	0,97	t C/t	0	%	100	%	$50.000 \text{ t} \times 0,97 \text{ t C/t CO}_2 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} \times (1-0) \times 1 =$ 177.704,0
Toplam	(177.704,0) t CO₂								= 177.704,0

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, girdi kaynaklı emisyonlardan çıktı kaynaklı CO₂ emisyonların çıkarılmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) =} \\ \text{CO}_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı) - CO}_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı) =}$$

$$(306.751,7 - 177.704,0) \text{ t CO}_2 =$$

129.048 t CO₂

¹⁵ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

Sektör 19 NİTRİK ASİT ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanamadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

İzleme ve raporlama mevzuatına tabi olan ve ölçüm temelli yöntem kullanan işletmeler, onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan ilgili bilgileri göz önüne alır. N₂O emisyonlarının belirlenmesinde ölçüm temelli yöntem kullanıldığında (nitrik asit üretimi için zorunludur), sera gazı emisyonlarının hesaplanması için onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan aşağıdaki şu bilgiler büyük önem taşır:

- Hem normal işletme şartları (örneğin azaltılmış emisyonlar), hem tesisin kısıtlayıcı veya geçici şartlar altında işletildiği durumlar (örneğin azaltılmamış emisyonlar), hem de montaj ve arıza süreçlerinde söz konusu olan tüm emisyon noktalarının bir listesi;
- Azaltılmış ve (periyodik olarak) azaltılmamış emisyon kaynakları için N₂O emisyonlarının belirlenmesinde kullanılan hesaplama yöntemi;
- Her bir emisyon kaynağı için yıllık toplam N₂O emisyonunu ve bu emisyonların CO₂ cinsinden eşdeğerini bulmaya yönelik olarak hesaplamalarda kullanılan formüller;
- Aşağıdaki şu parametrelerin belirlenmesine yönelik açıklamalar;
 - Her bir emisyon kaynağı için baca gazındaki N₂O konsantrasyonu
 - İzlenen her emisyon kaynağı için baca gazı akışı
 - Üretim prosesinde kullanılan malzeme miktarı
 - Üretilen ürün miktarının saatlik kırılımı

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 19 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 19; N₂O ve CO₂ sera gazı emisyonlarına sebep olan nitrik asit (HNO₃) üretimi tesislerini kapsar.

Yakıtların yanmasından kaynaklanan CO₂ emisyonları (örneğin N₂O dekompozisyon ünitesinde kullanılan fosil yakıtlar), yakıtların yanmasına ilişkin şartlara göre izlenir ve hesaplanır [→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör No:1].

N₂O emisyonları, ölçüm temelli yöntem⁸ ile izlenir ve hesaplanır. **İşletme, N₂O emisyonlarının çıktığı her faaliyet için, ürünlerden kaynaklanan** ve azaltma ekipmanlarına yönlendirilen N₂O emisyonlarını içerecek şekilde üretim proseslerinden N₂O salınan bütün kaynakları hesaba katar. Bu prosesler; amonyağın katalitik yükseltgenmesinden ve/veya NO_x/N₂O azaltma birimlerinden çıkan N₂O emisyonlarını içerir.

N₂O emisyonlarının ölçüm temelli yöntemle hesaplanması

SEÖS yardımıyla sürekli olarak emisyon ölçümü yapılan emisyon kaynakları için işletme, yıllık toplam N₂O emisyonunu aşağıdaki formülle saatlik emisyonları toplamak suretiyle hesaplar:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{y\text{ıllık}} [t] = \sum (N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} [mg/Nm^3] * \text{ Baca gazı akışı}_{\text{saatlik}} [Nm^3/s]) * 10^{-9}$$

N₂O emisyonları_{yıllık}: Emisyon kaynağından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonları ton N₂O cinsinden

N₂O kons_{saatlik}: İşletim sırasında ölçülen baca gazı akışındaki N₂O'nun mg/Nm³ cinsinden saatlik konsantrasyonları

Baca gazı akışı: Her bir saatlik konsantrasyon için belirlenen baca gazı akışı Nm³/s cinsinden

Saatlik ortalama N₂O konsantrasyonları (N₂O emisyonları_{ortsaatlik})

İşletme, sürekli emisyon ölçümünün uygulandığı durumda her kaynak için yıllık ortalama saatlik N₂O emisyonlarını aşağıdaki denklemi kullanarak hesaplar:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort. saatlik}} \left[\frac{kg}{s} \right] = \left(\sum N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} \left[\frac{mg}{Nm^3} \right] * \text{ Baca gazı akışı}_{\text{saatlik}} \left[\frac{Nm^3}{s} \right] \right) * \frac{10^{-6}}{\text{işletim saatleri} [s]}$$

Burada;

N₂O emisyonları_{ort. saatlik} = Kaynaktan çıkan yıllık ortalama saatlik N₂O emisyonları, kg/s cinsinden

N₂O kons_{saatlik} = İşletim sırasında ölçülen baca gazı akışındaki N₂O'nun saatlik konsantrasyonları, mg/Nm³ cinsinden

Baca gazı akışı = Her bir saatlik konsantrasyon için belirlenen baca gazı akışı, Nm³/s cinsinden

Saatlik N₂O Emisyonları (N₂O kons_{saatlik})

İşletme, azaltmanın kullanıldığı durumlarda, NO_x/N₂O azaltım ekipmanının ardından, temsili bir noktada ölçüm temelli yöntem kullanarak her bir emisyon kaynağından çıkan baca gazındaki saatlik N₂O konsantrasyonlarını [mg/Nm³] belirler. Saatlik değerler, ilgili işlem saatinin tüm ölçüm sonuçlarının ortalaması olacak şekilde belirlenir. İşletme gerekli olduğunda bütün ölçümleri kuru gazı baz alarak ayarlar ve onları sürekli raporlar.

Saatlik baca gazı akışı

İşletme, N₂O emisyonlarının izlenmesi için baca gazı akışının ölçülmesi amacıyla I&R Tebliği Madde 41(5)'de ortaya konan baca gazı akışı izleme yöntemlerini kullanır. Nitrik asit üretimi için, işletme teknik olarak elverişli olduğunda I&R Tebliği Madde 41(5)(a) bendi kapsamındaki yöntemi uygular. Bu durumda işletme, amonyak girdi yükü veya

⁸ Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri (SEÖS) kullanılır.

sürekli emisyon akış ölçümü tarafından akışın belirlenmesi gibi önemli parametrelere dayanarak bir kütle dengesi yöntemini içeren, alternatif bir yöntemi Bakanlığın onayına bağlı olarak uygular.

Baca gazı aşağıdaki denklemle belirlenir:

$$V_{\text{baca gazı akışı}} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{saat}} \right] = V_{\text{hava}} * \frac{1 - O_{2,\text{hava}}}{1 - O_{2,\text{baca gazı}}}$$

Burada;

V_{hava} = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde toplam giren hava

$O_{2,\text{hava}}$ = Kuru havada O₂'nin hacim oranı [= 0,2095]

$O_{2,\text{baca gazı}}$ = Baca gazındaki O₂'nin hacim oranı

V_{hava} nitrik asit üretim ünitesine giren bütün hava akışlarının toplamıdır. İzleme planında aksi belirtilmediyse işletme aşağıdaki denklemi kullanır:

$$V_{\text{hava}} = (V_{\text{birinci}} + V_{\text{ikinci}} + V_{\text{sızdırmazlık}})_{\text{saatlik}}$$

Burada;

V_{birinci} = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde birinci girdi hava akışı

V_{ikinci} = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde ikinci girdi hava akışı

$V_{\text{sızdırmazlık}}$ = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde sızdırmazlık girdi hava akışı

İşletme, amonyak ile karışım gerçekleşmeden önce sürekli akış ölçüm vasıtası ile V_{birinci} değerini belirler. İşletme, ölçümün ısı geri kazanım biriminden önce olması durumunu da içerecek şekilde, sürekli akış ölçüm vasıtası ile V_{ikinci} değerini belirler. İşletme, $V_{\text{sızdırmazlık}}$ değeri için nitrik asit üretim prosesi içinde saflaştırılmış hava akışını değerlendirir.

Kümülatif olarak toplam hava akışının %2,5'inden az olan hava giriş akışları için, Bakanlık sanayideki en iyi uygulamalara dayanarak işletme tarafından teklif edilen hava akış oranının belirlenmesi için tahmin yöntemlerini kabul eder.

İşletme, önerdiği ölçüm yönteminin kabul edilmesi için ölçülen baca gazı akışının yeterince homojen olduğuna dair normal şartlar altında yapılan ölçümler ile bilgi ve belgeleri Bakanlığa sunar. Bu ölçümler aracılığı ile homojen olmayan akışın onaylandığı durumda, işletme uygun izleme yöntemlerini belirleyeceği ve N₂O emisyonlarındaki belirsizliği hesaplayacağı zaman bunu dikkate alır.

İşletme gerekli olduğunda bütün ölçümleri kuru gazı baz alarak ayarlar ve onları sürekli raporlar.

Oksijen (O₂) konsantrasyonları

İşletme, baca gazı akışını hesaplamak için gerekli olduğunda baca gazındaki oksijen konsantrasyonlarını ölçer ve bunu yaparken İ&R Tebliği Madde 39 (1) ve (2) kapsamındaki konsantrasyon ölçüm gerekliliklerini karşılar. N₂O emisyonlarının belirsizliğini hesaplar, işletme O₂ konsantrasyon ölçümlerinin belirsizliğini dikkate alır.

İşletme gerekli olduğunda bütün ölçümleri kuru gazı baz alarak ayarlar ve onları sürekli raporlar.

Örnekleme Hızları

Geçerli saatlik ortalamalar veya daha kısa referans dönemi için ortalamalar aşağıdakiler için İ&R Tebliği Madde 42 kapsamında hesaplanır:

- Baca gazındaki N₂O konsantrasyonu,
- Doğrudan ölçüldüğü ve gerekli olduğu durumda, toplam baca gaz akışı,
- Dolaylı toplam baca gazı akışını belirlemek için gerekli bütün gaz akışları ve oksijen konsantrasyonları.

Yıllık CO₂ Eşitliğinin - CO_{2(eşd)} Belirlenmesi

İşletme, aşağıdaki formülü ve İ&R Tebliği EK-5 Bölüm 3'te bulunan Küresel Isınma Potansiyeli (KIP) değerlerini kullanarak ton cinsinde ölçülmüş bütün emisyon kaynaklarından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonlarını üç ondalık hane yuvarlayarak ton olarak çevirir:

$$CO_{2(eşd)} \text{ emisyonları} [t CO_{2(e)}] = N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yıllık}} [t N_2O] * KIP_{N_2O} \left[\frac{t CO_{2(eşd)}}{t N_2O} \right]$$

Burada:

$CO_{2(eşd)}$ emisyonları= CO_2 olmayan emisyonların CO_2 eşdeğeri (Burada N_2O)

$KIP_{N_2O}=298 \text{ t } CO_{2(eşd)} / \text{t } N_2O$

Bütün emisyon kaynaklarından çıkan toplam yıllık $CO_{2(eşd)}$ ve diğer emisyon kaynaklarından çıkan doğrudan CO_2 emisyonları tesis tarafından üretilen yıllık CO_2 emisyonlarına eklenir ve raporlamada kullanılır.

N_2O 'nun toplam yıllık emisyonları ton cinsinde üç ondalık haneli olarak ve $CO_{2(eşd)}$ olarak yuvarlanmış ton cinsinde raporlanır.

Yıllık Toplam Sera Gazı Emisyonlarının Belirlenmesi

Emisyon kaynaklarının tamamından salınan $CO_{2(eşd)}$ ve diğer emisyon kaynaklarından salınan CO_2 emisyonları yıllık toplam emisyon hesaplamasında kullanılır ve raporlanır.

Toplam yıllık N_2O emisyonları üç ondalık haneye yuvarlayarak ton $CO_{2(eşd)}$ olarak raporlanır.

$$CO_{2(eşd)} \text{ emisyonları (işletme)} = CO_{2(eşd)} \text{ emisyonları (işletme)} + CO_2 \text{ emisyonları (işletme)}$$

İşletme, sera gazı emisyonlarını (CO_2 ve N_2O) hesaplarken aşağıdaki örnek yaklaşımdan yararlanabilir:

CO₂ emisyonlarını hesaplama adımları

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO_2 emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO_2] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO_2 = 1 t C).

*Hesaplama parametreleri:

- FV = Faaliyet Verisi
- NKD = Net Kalorifik Değer
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

N₂O emisyonlarını hesaplama adımları

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki N₂O emisyon kaynakları listesi kullanılır.
3. Her bir N₂O emisyon kaynağı için onaylanmış izleme planına uygun olarak ölçülmesi gereken hesaplama parametrelerine dair toplanmış olan ölçüm verileri kaydedilir.
4. Ölçüm temelli yöntem kullanan her bir N₂O emisyon kaynağı için yıllık N₂O emisyonları (SEÖS yardımıyla) aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{yillik} [t] = \sum (N_2O \text{ kons}_{saatlik} [mg/Nm^3] * \text{ baca gazı akışı}_{saatlik} [Nm^3/s]) * 10^{-9}$$

5. Toplam baca gazı akışı, dolaylı olarak, aşağıdaki denklem yardımıyla belirlenir.

$$V_{\text{baca gazı akışı}} \left[\frac{Nm^3}{\text{saat}} \right] = V_{\text{hava}} * \frac{1 - O_{2,hava}}{1 - O_{2,baca \text{ gazı}}}$$

$$V_{\text{hava}} = (V_{\text{birinci}} + V_{\text{ikinci}} + V_{\text{sızdırmazlık}})_{\text{saatlik}}$$

6. Tüm N₂O emisyon kaynakları, birbirleriyle toplanarak işletmenin toplam N₂O emisyonları aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{i\text{şletme}} = N_2O \text{ emisyonları}_{yillik}(\text{kaynak 1}) + N_2O \text{ emisyonları}_{yillik}(\text{kaynak 2}) + \dots$$

7. Yıllık N₂O emisyonlarının CO₂ eşdeğeri, N₂O'nun referans Küresel Isınma Potansiyeli katsayısı kullanılarak aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$CO_2(eşd) [t] = N_2O_{yillik} [t] * KIP_{N_2O}$$

*Hesaplama parametreleri:

- N₂O emisyonları_{tesis}: İşletmenin yıllık toplam N₂O emisyonları [t N₂O]
- N₂O emisyonları_{yillik}: Emisyon kaynağından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonları ton N₂O cinsinden
- N₂O kons_{saatlik}: İşletim sırasında ölçülen baca gazı akışındaki N₂O'nun mg/Nm³ cinsinden saatlik konsantrasyonları
- Baca gazı akışı_{saatlik}: Her bir saatlik konsantrasyon için belirlenen baca gazı akışı Nm³/s cinsinden
- Oranlar, günlük Üretim raporlarına ve çalışma saatlerine göre belirlenir.
- KIP_{N₂O}: 298 t CO₂(eşd) / N₂O
- V_{hava} = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde toplam giren hava
- O_{2,hava} = Kuru havada O₂'nin hacim oranı [= 0,2095]
- O_{2,baca gazı} = Baca gazındaki O₂'nin hacim oranı
- V_{birinci} = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde birinci girdi hava akışı
- V_{ikinci} = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde ikinci girdi hava akışı
- V_{sızdırmazlık} = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde sızdırmazlık girdi hava akışı

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 19

A. CO₂ emisyonlarının hesaplanması⁹

CO₂ emisyonları standart yöntemle hesaplanır. Bu emisyonlar, sadece enerji kaynaklı emisyonlardan oluşur¹⁰.

Kaynak Akışı	Faaliyet verisi (FV)			Net kalorifik Değer (NKD)			Emisyon faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF)		
	Kademe ¹¹	Değer	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹³	Birim	Kademe ¹⁴	Değer Error! Bookmark	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Motorin	3	1.000	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal Gaz	2	10.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	56,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Yakıt akışı X¹⁵															

CO₂ emisyonları, k'nci (=1'den n'ye kadar) yakıt akışı için aşağıdaki şu formülle hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Burada:

FV = Faaliyet Verisi

NKD = Net Kalorifik Değer

EF = Emisyon Faktörü

BO = Biyokütle Oranı

YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği uyarınca 1,0)

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Motorin	1.000	t	43,0	GJ/t	0,0741	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	$1.000 \text{ t} \times 43,0 \text{ GJ/t} \times 0,0741 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = \mathbf{3.186,3}$
Doğal Gaz	10.000.000	Nm ³	0,036	GJ/Nm ³	0,0561	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	$10.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,036 \text{ GJ/Nm}^3 \times 0,0561 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = \mathbf{20.196,0}$
Toplam	(3.186,3 + 20.196,0) t CO₂										= 23.382,3

⁹ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹⁰ Enerjiyle ilgili olmayan CO₂ emisyonları için Sektör 1 (yakıtların yanması) örneğine bakılabilir.

¹¹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹² NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁴ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁵ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

B. N₂O emisyonlarının hesaplanması¹⁶

1. Ölçüm temelli yöntem (N₂O emisyonları)

$$N_2O \text{ kons}_{\text{ort. saatlik}} = 5 \text{ mg/Nm}^3$$

$$\text{Baca gazı akışı}_{\text{ort. saatlik}} = 4.000.000 \text{ Nm}^3$$

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort. saatlik}} = 5 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3} * 4.000.000 \text{ Nm}^3 = 20.000.000 \text{ mg} = 20,0 \text{ kg} = 0,020 \text{ t}$$

$$\text{Yıllık işletme saati} = 8.000 \text{ saat}$$

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yıllık}} [t] = 0,020 \frac{\text{t}}{\text{saat}} * 8.000 \text{ saat} = \mathbf{160,000 \text{ t}}$$

Alternatif hesaplama:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort. saatlik}} = 20 \text{ kg} = 0,020 \text{ t}$$

$$\text{Yıllık işletme saati} = 8.000 \text{ saat}$$

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yıllık}} [t] = 0,020 \frac{\text{t}}{\text{saat}} * 8.000 \text{ saat} = \mathbf{160,000 \text{ t}}$$

2. Toplam N₂O emisyonlarının CO₂-eşdeğerine çevrilmesi

$$\text{Yıllık CO}_2(\text{eşd}) \text{ emisyonları (işletme)} = \text{Yıllık N}_2\text{O emisyonları (işletme)} * \text{KIP}_{\text{N}_2\text{O}}$$

$$\text{Yıllık CO}_2(\text{eşd}) \text{ emisyonları (işletme)} = 160,000 \text{ t N}_2\text{O} * 298 \frac{\text{t CO}_2(\text{eşd})}{\text{t N}_2\text{O}} = \mathbf{47.680,0 \text{ t CO}_2(\text{e})}$$

C. Toplam emisyonların hesaplanması

CO₂ ve N₂O emisyonlarının CO₂ eşdeğeri cinsinden toplanması

$$\text{CO}_2(\text{eşd}) \text{ emisyonları (işletme)} = \text{CO}_2(\text{eşd}) \text{ emisyonları (işletme)} + \text{CO}_2 \text{ emisyonları (işletme)}$$

$$= \mathbf{(23.382,3 + 47.680,0) \text{ t CO}_2(\text{e}) =}$$

$$\mathbf{71.062 \text{ t CO}_2(\text{eşd})}$$

¹⁶ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

Sektör 20 ADİPİK ASİT ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özettir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanamadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

İzleme ve raporlama mevzuatına tabi olan ve ölçüm temelli yöntem kullanan işletmeler, onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan ilgili bilgileri göz önüne alır. N₂O emisyonlarının belirlenmesinde ölçüm temelli yöntem kullanıldığında (adipik asit üretimi için zorunludur), sera gazı emisyonlarının hesaplanması için onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan aşağıdaki şu bilgiler büyük önem taşır:

- Hem normal işletme şartları (örneğin azaltılmış emisyonlar⁸), hem tesisin kısıtlayıcı veya geçici şartlar altında işletildiği durumlar (örneğin azaltılmamış emisyonlar), hem de montaj ve arıza süreçlerinde söz konusu olan tüm emisyon noktalarının bir listesi;
- Azaltılmış ve (periyodik olarak) azaltılmamış emisyon kaynakları için N₂O emisyonlarının belirlenmesinde kullanılan hesaplama yöntemi;
- Her bir emisyon kaynağı için yıllık toplam N₂O emisyonunu ve bu emisyonların CO₂ cinsinden eşdeğerini bulmaya yönelik olarak hesaplamalarda kullanılan formüller;
- Aşağıdaki şu parametrelerin belirlenmesine yönelik açıklamalar;
 - Her bir emisyon kaynağı için baca gazındaki N₂O konsantrasyonu
 - İzlenen her emisyon kaynağı için baca gazı akışı
 - Üretim prosesinde kullanılan malzeme miktarı
 - Üretilen ürün miktarının saatlik kırılımı

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

⁸ Nitrik asit ve adipik asit üretimi gibi proseslerde ortaya çıkan N₂O emisyonları, işletmelerin kullandığı özel azaltım ekipmanları ile düşürülebilmektedir. Azaltılmış emisyon, bu ekipmanlar kullanıldığında atmosfere daha az miktarda salınan emisyonlara verilen addır.

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 20 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 20; N₂O ve CO₂ sera gazı emisyonlarına sebep olan adipik asit üretimi tesislerini kapsar.

Yakıtların yanmasından kaynaklanan CO₂ emisyonları (örneğin N₂O dekompozisyon ünitesinde kullanılan fosil yakıtlar), yakıtların yanmasına ilişkin şartlara göre izlenir ve hesaplanır [→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör 1].

Yükseltgenme reaksiyonundan, doğrudan proses tahliye ve/veya emisyon kontrol ekipmanından çıkan N₂O emisyonları, azaltılmış emisyonlar için ölçüm temelli yöntem⁹ ile izlenir ve hesaplanır. Geçici olarak meydana gelen azaltılmamış emisyonlar için hesaplama temelli yöntem kullanılır.

1. Azaltılmış N₂O emisyonlarının ölçüm temelli yöntemle hesaplanması

SEÖS yardımıyla sürekli olarak emisyon ölçümü yapılan emisyon kaynakları için işletme, yıllık toplam N₂O emisyonunu aşağıdaki formülle saatlik emisyonları toplamak suretiyle hesaplar:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yillik}} [t] = \sum (N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} [mg/Nm^3] * \text{ Baca gazı akışı}_{\text{saatlik}} [Nm^3/s]) * 10^{-9}$$

N₂O emisyonları_{yillik}: Emisyon kaynağından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonları ton N₂O cinsinden

N₂O kons_{saatlik}: İşletim sırasında ölçülen baca gazı akışındaki N₂O'nun mg/Nm³ cinsinden saatlik konsantrasyonları

Baca gazı akışı: Her bir saatlik konsantrasyon için belirlenen baca gazı akışı Nm³/s cinsinden

Saatlik ortalama N₂O emisyonları (N₂O kons_{saatlik})

İşletme, sürekli emisyon ölçümünün uygulandığı durumda her kaynak için yıllık ortalama saatlik N₂O emisyonlarını aşağıdaki denklemi kullanarak hesaplar:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort.saatlik}} \left[\frac{kg}{s} \right] = \left(\sum N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} \left[\frac{mg}{Nm^3} \right] * \text{ Baca gazı akışı}_{\text{saatlik}} \left[\frac{Nm^3}{s} \right] \right) * \frac{10^{-6}}{\text{işletim saatleri} [s]}$$

N₂O emisyonları_{ort.saatlik}: Kaynaktan çıkan yıllık ortalama saatlik N₂O emisyonları, kg/s cinsinden

N₂O kons_{saatlik}: İşletim sırasında ölçülen baca gazı akışındaki N₂O'nun saatlik konsantrasyonları, mg/Nm³ cinsinden

Baca gazı akışı: Her bir saatlik konsantrasyon için belirlenen baca gazı akışı, Nm³/s cinsinden

Saatlik N₂O konsantrasyonu

İşletme, azaltmanın kullanıldığı durumda, NO_x/N₂O azaltım ekipmanının ardından, temsili bir noktada ölçüm temelli yöntem kullanarak her bir emisyon kaynağından çıkan baca gazındaki saatlik N₂O konsantrasyonlarını [mg/Nm³] belirler. Ortalama değerler, işletme süresince alınmış ölçüm verilerinin tamamını kapsar. İşletme gerekli olduğunda bütün ölçümleri kuru gazı baz alarak ayarlar ve onları sürekli raporlar.

Saatlik baca gazı akışı

İşletme, her bir emisyon kaynağı için baca gazı akışını uygun bir kütle dengesi yöntemiyle veya temsili bir noktada sürekli akış ölçümüyle belirler¹⁰.

İşletme önerilen ölçüm yönteminin kabul edilmesi için ölçülen baca gazı akışının yeterince homojen olduğuna dair

⁹ Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri (SEÖS) ile

¹⁰ Bkz. İ&R Tebliği Madde 41(5); seçilen ve uygulanan yöntem onaylanmış izleme planında açıklanır.

normal şartlar altında yapılan ölçümler ile bilgi ve belgeleri Bakanlığa sunar. Bu ölçümler aracılığı ile homojen olmayan akışın onaylandığı durumda, işletme uygun izleme yöntemlerini belirleyeceği ve N₂O emisyonlarındaki belirsizliği hesaplayacağı zaman bunu dikkate alır. İşletme gerekli olduğunda bütün ölçümleri kuru gazı baz alarak ayarlar ve onları sürekli raporlar.

2. Azaltılmamış N₂O emisyonlarının kütle dengesi yöntemi ile hesaplanması

İşletme; güvenlik sebebi ile baca gazı arıtma sistemine girmeden havalandırmadan kaynaklanan emisyonları içererek ve bu sistem çalışmadığı zaman ve N₂O için sürekli emisyon izlemesinin teknik olarak elverişli olmadığı durumda, adipik asit üretiminden kaynaklanan baca gazı arıtma sistemine girmemiş N₂O emisyonları için, Bakanlığın uygun görüşü ile bir kütle dengesi yöntemi kullanarak N₂O emisyonlarını hesaplar. İşletme, hesaplama yöntemini, emisyon süresince ve zamanında ortaya çıkan kimyasal reaksiyondan çıkan azami potansiyel N₂O emisyon oranına dayandırır.

Yıllık toplam azaltılmamış N₂O emisyonlarını hesaplamak için işletme, N₂O azaltma veya dekompozisyonu yapılmayan işletme saatlerini kaydeder ve aşağıdaki şu formülden yararlanır:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yıllık}} [t] = N_2O_{EF} \left[\frac{t \text{ CO}_2}{t \text{ adipik asit}} \right] * \text{adipik asit üretimi}_{\text{azaltılmamış}} [t]$$

N₂O emisyonları_{yıllık}: Adipik asit üretim tesisinin yıllık toplam N₂O emisyonu

N₂O_{EF}: t adipik asit başına düşen N₂O¹¹

Adipik asit üretimi_{azaltılmamış}: azaltma olmadan üretilen yıllık toplam adipik asit miktarı [t]; üretim hızları günlük üretim raporları ve işletim saatleri kullanılarak hesaplanır.

3. Toplam N₂O emisyonlarının belirlenmesi

Toplam N₂O emisyonları, ölçüm temelli yöntem ile bulunan N₂O emisyonları ile kütle dengesi yöntemi ile bulunan N₂O emisyonlarının toplamıdır.

4. N₂O emisyonlarının yıllık CO₂ eşdeğerinin - CO_{2(eşd)} belirlenmesi

İşletme, üç ondalık haneye kadar ton cinsinde ölçülmüş bütün emisyon kaynaklarından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonlarını, yuvarlayarak ton olarak aşağıdaki formülle hesaplar:

$$CO_{2(eşd)} [t] = N_2O_{\text{yıllık}} [t] * KIP_{N_2O}$$

KIP_{N₂O}: 298 t CO_{2(eşd)} / N₂O¹²

Bütün emisyon kaynaklarından çıkan (azaltılmış ve azaltılmamış) toplam yıllık CO_{2(eşd)} ve diğer emisyon kaynaklarından çıkan doğrudan CO₂ emisyonları (örneğin N₂O'nun ısıyla dekompozisyonu), tesis tarafından üretilen yıllık CO₂ emisyonlarına eklenir ve raporlamada kullanılır.

5. Yıllık toplam emisyonların hesaplanması

İşletmenin yıllık toplam emisyonları, N₂O ve CO₂ emisyonlarının toplamıdır:

$$CO_{2(eşd)} \text{ emisyonları}(\text{işletme}) = CO_{2(eşd)} \text{ emisyonları}(\text{işletme}) + CO_2 \text{ emisyonları}(\text{işletme})$$

¹¹ IPCC referans değeri: ton adipik asit başına 0,3 t N₂O

¹² Referans değer olup I&R Tebliği EK-5, Bölüm 3, Tablo 5.6'dan alınmıştır.

İşletme, tesisinin sera gazı emisyonlarını (**CO₂** ve **N₂O**) hesaplarken aşağıdaki örnek yaklaşımdan yararlanabilir:

CO₂ emisyonlarını hesaplama adımları

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *NKD* = Net Kalorifik Değer
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *YF* = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği uyarınca 1,0)
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği uyarınca 1,0)

N₂O emisyonlarını hesaplama adımları

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki N₂O emisyon kaynakları listesi kullanılır.
3. Her bir N₂O emisyon kaynağı için onaylanmış izleme planına uygun olarak ölçülmesi gereken hesaplama parametrelerine dair toplanmış olan ölçüm verileri kaydedilir.
4. **Ölçüm temelli yöntem** kullanan her bir N₂O emisyon kaynağı için yıllık N₂O emisyonları (SEÖS yardımıyla) aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{yillik} [t] = \sum (N_2O \text{ kons}_{saatlik} [mg/Nm^3] * \text{ Baca gazı akışı}_{saatlik} [Nm^3/s]) * 10^{-9}$$

5. **Kütle dengesi yöntemi** kullanan her bir N₂O emisyon kaynağı için yıllık N₂O emisyonları aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{yillik} [t] = N_2O_{EF} \left[\frac{t \text{ CO}_2}{t \text{ adipik asit}} \right] * \text{adipik asit üretimi}_{azaltılmamış} [t]$$

6. Tüm N₂O emisyon kaynakları, birbirleriyle toplanarak işletmenin toplam N₂O emisyonları aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{işletme} = N_2O \text{ emisyonları}_{yillik}(\text{kaynak 1}) + N_2O \text{ emisyonları}_{yillik}(\text{kaynak 2}) + \dots$$

7. Yıllık N₂O emisyonlarının CO₂ eşdeğeri, N₂O'nun referans Küresel Isınma Potansiyeli katsayısı kullanılarak aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$CO_{2(eşd)} [t] = N_2O_{yillik} [t] * KIP_{N_2O}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- N₂O emisyonları_{işletme}: işletmenin yıllık toplam N₂O emisyonları [t N₂O]
- N₂O emisyonları_{yillik}: Emisyon kaynağından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonları ton N₂O cinsinden
- N₂O kons_{saatlik}: İşletim sırasında ölçülen baca gazı akışındaki N₂O'nun mg/Nm³ cinsinden saatlik konsantrasyonları
- Baca gazı akışı_{saatlik}: Her bir saatlik konsantrasyon için belirlenen baca gazı akışı Nm³/s cinsinden
- N₂O_{EF}: t adipik asit başına düşen N₂O (t adipik asit için 0,3 t N₂O)
- Adipik asit üretimi_{azaltılmamış}: azaltma olmadan üretilen yıllık toplam adipik asit miktarı [t]; üretim hızları günlük üretim raporları ve işletim saatleri kullanılarak hesaplanır.
- KIP_{N₂O}: 298 t CO_{2(eşd)} / N₂O

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 20

A. CO₂ emisyonlarının hesaplanması¹³

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF)		
	Kademe ¹⁴	Değer	Birim	Kademe ¹⁵	Değer ¹⁶	Birim	Kademe ¹⁷	Değer ¹⁶	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Motorin	3	1.000	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	tCO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal gaz	2	10.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	56,1	tCO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Yakıt akışı X¹⁸															

CO₂ emisyonları, k'nci (=1'den n'ye kadar) yakıt akışı için aşağıdaki şu denklemlerle hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

FV = Faaliyet Verisi

NKD = Net Kalorifik Değer

EF = Emisyon Faktörü

BO = Biyokütle Oranı

YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği uyarınca 1,0)

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Motorin	1.000	t	43,0	GJ/t	0,0741	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	1.000 t x 43,0 GJ/t x 0,0741 t CO ₂ /GJ x 1 x 1 = 3.186,3
Doğal gaz	10.000.000	Nm ³	0,036	GJ/Nm ³	0,0561	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	10.000.000 Nm ³ x 0,036 GJ/Nm ³ x 0,0561 t CO ₂ /GJ x 1 x 1 = 20.196,0
Toplam	(3.186,3 + 20.196,0) t CO₂										= 23.382,3

¹³ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹⁴ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından belirlenen değerdir.

¹⁵ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından belirlenen değerdir.

¹⁶ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁷ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından belirlenen değerdir.

¹⁸ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akışı listesinden alınır.

B. N₂O emisyonlarının hesaplanması¹⁹

1. Ölçüm temelli yöntem (azaltılmış N₂O emisyonları)

$$N_2O \text{ kons}_{\text{ort. saatlik}} = 125 \text{ mg/Nm}^3$$

$$\text{Baca gazı akışı}_{\text{ort. saatlik}} = 40.000 \text{ Nm}^3$$

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort. saatlik}} = 125 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3} * 40.000 \text{ Nm}^3 = 50.000.000 \text{ mg} = 5,0 \text{ kg} = 0,005 \text{ t}$$

Yıllık işletme saati (azaltılmış) = 6.000 saat

$$\text{Yıllık } N_2O \text{ emisyonları}_{\text{azaltılmış}} = 0,005 \frac{\text{t}}{\text{h}} * 6.000 \text{ s} = \mathbf{30,0 \text{ t}}$$

Alternatif hesaplama:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort. saatlik}} = 5 \text{ kg} = 0,005 \text{ t}$$

Yıllık işletme saati (azaltılmış) = 6.000 saat

$$\text{Yıllık } N_2O \text{ emisyonları}_{\text{azaltılmış}} = 0,005 \frac{\text{t}}{\text{h}} * 6.000 \text{ s} = \mathbf{30,0 \text{ t}}$$

2. Hesap temelli yöntem (azaltılmamış N₂O emisyonları)

N₂O emisyon faktörü = t adipik asit başına 0,3 t N₂O

Yıllık adipik asit üretimi (toplam) = 91.000 t

Yıllık işletme saati (azaltılmış + azaltılmamış) = 7.000 h

Yıllık işletme saati (azaltılmamış) = 1.000 saat

$$\text{Yıllık adipik asit üretimi}_{\text{azaltılmamış}} = \frac{1.000 \text{ s}}{7.000 \text{ s}} * 91.000 \text{ t} = 13.000 \text{ t}$$

$$\text{Yıllık } N_2O \text{ emisyonları}_{\text{azaltılmamış}} = \frac{0,3 \text{ t } N_2O}{\text{t adipik asit}} * 13.000 \text{ t adipik asit} = \mathbf{3.900 \text{ t } N_2O}$$

3. N₂O emisyonlarının toplanması (azaltılmış ve azaltılmamış)

$$\text{Yıllık } N_2O \text{ emisyonları (işletme)} = \text{Yıllık } N_2O \text{ emisyonları}_{\text{azaltılmış}} + \text{Yıllık } N_2O \text{ emisyonları}_{\text{azaltılmamış}}$$

$$\text{Yıllık } N_2O \text{ emisyonları (işletme)} = 30,000 \text{ t } N_2O + 3.900,000 \text{ t } N_2O = \mathbf{3.930,000 \text{ t } N_2O}$$

4. Toplam N₂O emisyonlarının CO₂ eşdeğerine çevrilmesi

$$\text{Yıllık } CO_{2(\text{eşd})} \text{ emisyonları (işletme)} = \text{Yıllık } N_2O \text{ emisyonları (işletme)} * KIP_{N_2O}$$

$$\text{Yıllık } CO_{2(\text{eşd})} \text{ emisyonları (işletme)} = 3.930,000 \text{ t } N_2O * 298 \frac{\text{t } CO_{2(\text{eşd})}}{\text{t } N_2O} = \mathbf{1.171.140,0 \text{ t } CO_{2(\text{eşd})}}$$

C. Toplam emisyonların hesaplanması

CO₂ ve N₂O emisyonlarının CO₂ eşdeğeri cinsinden toplanması

$$CO_{2(\text{eşd})} \text{ emisyonları (işletme)} = CO_{2(\text{eşd})} \text{ emisyonları (işletme)} + CO_2 \text{ emisyonları (işletme)}$$

$$(1.171.140,0 + 23.382,3) \text{ t } CO_{2(\text{eşd})} =$$

$$\mathbf{1.194.522 \text{ t } CO_{2(\text{eşd})}}$$

¹⁹ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

Sektör 21 GLİOKSAL VE GLİOKSİLİK ASİT ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanamadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

İzleme ve raporlama mevzuatına tabi olan ve ölçüm temelli yöntem kullanan işletmeler, onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan ilgili bilgileri göz önüne alır. N₂O emisyonlarının belirlenmesinde ölçüm temelli yöntem kullanıldığında (glioksal ve glioksilik asit üretimi için zorunludur), sera gazı emisyonlarının hesaplanması için onaylanmış izleme planında belirtilmiş olan aşağıdaki şu bilgiler büyük önem taşır:

- Hem normal işletme şartları (örneğin azaltılmış emisyonlar⁸), hem tesisin kısıtlayıcı veya geçici şartlar altında işletildiği durumlar (örneğin azaltılmamış emisyonlar), hem de montaj ve arıza süreçlerinde söz konusu olan tüm emisyon noktalarının bir listesi;
- Azaltılmış ve (periyodik olarak) azaltılmamış emisyon kaynakları için N₂O emisyonlarının belirlenmesinde kullanılan hesaplama yöntemi;
- Her bir emisyon kaynağı için yıllık toplam N₂O emisyonunu ve bu emisyonların CO₂ cinsinden eşdeğerini bulmaya yönelik olarak hesaplamalarda kullanılan formüller;
- Aşağıdaki şu parametrelerin belirlenmesine yönelik açıklamalar;
 - Her bir emisyon kaynağı için baca gazındaki N₂O konsantrasyonu
 - İzlenen her emisyon kaynağı için baca gazı akışı
 - Üretim prosesinde kullanılan malzeme miktarı
 - Üretilen ürün miktarının saatlik kırılımı

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

⁸ Nitrik asit ve adipik asit üretimi gibi proseslerde ortaya çıkan N₂O emisyonları, işletmelerin kullandığı özel azaltım ekipmanları ile düşürülebilmektedir. Azaltılmış emisyon, bu ekipmanlar kullanıldığında atmosfere daha az miktarda salınan emisyonlara verilen addır.

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 21 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 21; N₂O ve CO₂ sera gazı emisyonlarına sebep olan glioksal (C₂H₂O₂) ve glioksilik asit (C₂H₂O₃) üretimi yapılan tesisleri kapsar.

Yakıtların yanmasından kaynaklanan CO₂ emisyonları (örneğin N₂O dekompozisyon ünitesinde kullanılan fosil yakıtlar), yakıtların yanmasına ilişkin şartlara göre izlenir ve hesaplanır [*→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör 1*].

Yükseltgenme reaksiyonundan, doğrudan proses tahliye ve/veya emisyon kontrol ekipmanından çıkan N₂O emisyonları, azaltılmış emisyonlar için ölçüm temelli yöntem⁹ ile izlenir ve hesaplanır. Geçici olarak meydana gelen azaltılmamış emisyonlar için hesaplama temelli yöntem kullanılır.

İşletme, N₂O emisyonunun söz konusu olduğu her bir faaliyeti ve N₂O içeren gazların bir azaltım ekipmanından geçirildiği ve geçirilmediği tüm üretim proseslerindeki N₂O emisyon kaynaklarını izleme ve raporlamaya dâhil eder. Glioksal ve glioksilik asit üretimi yapılan tesisler için proses reaksiyonları, direkt proses havalandırma ve/veya emisyon kontrol ekipmanından kaynaklanabilecek N₂O emisyonları göz önünde bulundurulur.

1. Azaltılmış N₂O emisyonlarının ölçüm temelli yöntemle hesaplanması

SEÖS yardımıyla sürekli olarak emisyon ölçümü yapılan emisyon kaynakları için işletme, yıllık toplam N₂O emisyonunu aşağıdaki formülle saatlik emisyonları toplamak suretiyle hesaplar:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{y\u00fcllik}} [t] = \sum (N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} [mg/Nm^3] * \text{ baca gaz\u0131 ak\u0131\u015ft}_{\text{saatlik}} [Nm^3/s]) * 10^{-9}$$

N₂O emisyonları_{y\u00fcllik}: Emisyon kayna\u011fından \u00e7ıkan toplam yıllık N₂O emisyonları ton N₂O cinsinden

N₂O kons_{saatlik}: İşletim sırasında \u00f6l\u00e7\u00fclen baca gaz\u0131 ak\u0131\u015fındaki N₂O'nun mg/Nm³ cinsinden saatlik konsantrasyonları

Baca gaz\u0131 ak\u0131\u015f\u0131: Her bir saatlik konsantrasyon i\u00e7in belirlenen baca gaz\u0131 ak\u0131\u015f\u0131 Nm³/s cinsinden

Saatlik ortalama N₂O emisyonları (N₂O emisyon_{ort.saatlik})

İşletme, s\u00fcrekli emisyon \u00f6l\u00e7\u00fcm\u00fcn\u00fcn uyguland\u0131\u011f\u0131 durumda her kaynak i\u00e7in yıllık ortalama saatlik N₂O emisyonlarını aşağıdaki denklemi kullanarak hesaplar:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort.saatlik}} \left[\frac{kg}{s} \right] = \left(\sum N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} \left[\frac{mg}{Nm^3} \right] * \text{ baca gaz\u0131 ak\u0131\u015ft}_{\text{saatlik}} \left[\frac{Nm^3}{s} \right] \right) * \frac{10^{-6}}{\text{ i\u015fletim saatleri } [s]}$$

N₂O emisyonları_{ort.saatlik}: Kaynaktan \u00e7ıkan yıllık ortalama saatlik N₂O emisyonları, kg/s cinsinden

N₂O kons_{saatlik}: İşletim sırasında \u00f6l\u00e7\u00fclen baca gaz ak\u0131\u015fındaki N₂O'nun saatlik konsantrasyonları, mg/Nm³ cinsinden

Baca gaz\u0131 ak\u0131\u015f\u0131: Her bir saatlik konsantrasyon i\u00e7in belirlenen baca gaz\u0131 ak\u0131\u015f\u0131, Nm³/s cinsinden

Saatlik N₂O konsantrasyonu (N₂O kons_{saatlik})

İşletme, azaltmanın kullan\u0131ld\u0131\u011f\u0131 durumda, NO_x/N₂O azaltım ekipmanının ardından, temsili bir noktada \u00f6l\u00e7\u00fcm temelli yöntem kullanarak her bir emisyon kayna\u011fından \u00e7ıkan baca gazındaki saatlik N₂O konsantrasyonlarını [mg/Nm³] belirler.

İşletme \u00f6nerilen \u00f6l\u00e7\u00fcm y\u00f6nteminin kabul edilmesi i\u00e7in \u00f6l\u00e7\u00fclen baca gaz\u0131 ak\u0131\u015f\u0131n\u0131n yeterince homojen oldu\u011funa dair normal şartlar altında yapılan \u00f6l\u00e7\u00fcmle ilgili bilgi ve belgeleri Bakanlı\u011fa sunar. Bu \u00f6l\u00e7\u00fcmle ilgili bilgilerin homojen olmayan ak\u0131\u015f\u0131n onayland\u0131\u011f\u0131 durumda, işletme uygun izleme y\u00f6ntemlerini belirleyece\u011fi ve N₂O emisyonlarındaki belirsizli\u011fi hesaplayaca\u011f\u0131 zaman bunu dikkate alır. İşletme gerekli oldu\u011funda b\u00fct\u00fcn \u00f6l\u00e7\u00fcmle ilgili kuru gaz baz alarak ayarlar ve onları s\u00fcrekli raporlar.

⁹ S\u00fcrekli Emisyon \u00d6l\u00e7\u00fcm Sistemleri (SE\u00d6S) kullanılır.

Saatlik baca gazı akışı (Baca gazı akışı saatlik)

İşletme, her bir emisyon kaynağı için baca gazı akışını uygun bir kütle dengesi yöntemi ile veya temsili bir noktada sürekli akış ölçümü ile belirler¹⁰.

İşletme önerilen ölçüm yönteminin kabul edilmesi için ölçülen baca gazı akışının yeterince homojen olduğuna dair normal şartlar altında yapılan ölçümler ile bilgi ve belgeleri Bakanlığa gönderir. Bu ölçümler aracılığı ile homojen olmayan akışın onaylandığı durumda, işletme uygun izleme yöntemlerini belirleyeceği zaman ve N₂O emisyonlarındaki belirsizliği hesaplayacağı zaman bunu dikkate alır. İşletme gerekli olduğunda bütün ölçümleri kuru gazı baz alarak ayarlar ve onları sürekli raporlar.

2. Azaltılmamış N₂O emisyonlarının kütle dengesi yöntemi ile hesaplanması

İşletme; güvenlik sebebi ile baca gazı arıtma sistemine girmeden havalandırmadan kaynaklanan emisyonları içererek ve bu sistem çalışmadığı zaman ve N₂O için sürekli emisyon izlemesinin teknik olarak elverişli olmadığı durumda, glioksal ve glioksilik asit üretiminden kaynaklanan baca gazı arıtma sistemine girmemiş N₂O emisyonları için, Bakanlığın uygun görüşü ile bir kütle dengesi yöntemi kullanarak N₂O emisyonlarını hesaplar. İşletme, hesaplama yöntemini, emisyon süresince ve zamanında ortaya çıkan kimyasal reaksiyondan çıkan azami potansiyel N₂O emisyon oranına dayandırır.

Yıllık toplam azaltılmamış N₂O emisyonlarını hesaplamak için işletme, N₂O azaltma veya dekompozisyonu yapılmayan işletme saatlerini kaydeder ve aşağıdaki şu formülden yararlanır:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{y\text{ıllık}} [t] = N_2O_{EF} \left[\frac{t \text{ CO}_2}{t \text{ glioksal}} \right] * \text{glioksal üretimi}_{\text{azaltılmamış}} [t]$$

$$N_2O \text{ emisyonları}_{y\text{ıllık}} [t] = N_2O_{EF} \left[\frac{t \text{ CO}_2}{t \text{ glioksal}} \right] * \text{glioksilik asit üretimi}_{\text{azaltılmamış}} [t]$$

N₂O emisyonları_{yıllık}: Glioksal veya glioksilik asit üretim tesisinin yıllık toplam N₂O emisyonu

N₂O_{EF}: t glioksal başına düşen N₂O¹¹

N₂O_{EF}: t glioksilik asit başına düşen N₂O¹²

Glioksal üretimi_{azaltılmamış}: Azaltma olmadan üretilen yıllık toplam glioksal miktarı [t]; üretim hızları günlük üretim raporları ve işletim saatleri kullanılarak hesaplanır.

Glioksilik asit üretimi_{azaltılmamış}: Azaltma olmadan üretilen yıllık toplam glioksilik asit miktarı [t]; üretim hızları günlük üretim raporları ve işletim saatleri kullanılarak hesaplanır.

3. Toplam N₂O emisyonlarının belirlenmesi

Toplam N₂O emisyonları, ölçüm temelli yöntem ile bulunan N₂O emisyonları ile kütle dengesi yöntemiyle bulunan N₂O emisyonlarının toplamıdır.

4. N₂O emisyonlarının yıllık CO₂ eşdeğerinin - CO_{2(eşd)} belirlenmesi

İşletme, üç ondalık haneye kadar ton cinsinde ölçülmüş bütün emisyon kaynaklarından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonlarını, yuvarlayarak ton olarak aşağıdaki formülle hesaplar:

$$CO_{2(eşd)} [t] = N_2O_{y\text{ıllık}} [t] * KIP_{N_2O}$$

KIP_{N₂O}: 298 t CO_{2(eşd)} / N₂O

Bütün emisyon kaynaklarından çıkan (azaltılmış ve azaltılmamış) toplam yıllık CO_{2(eşd)} ve diğer emisyon kaynaklarından çıkan doğrudan CO₂ emisyonları (örneğin N₂O'nun ısıyla dekompozisyonu), tesis tarafından üretilen yıllık CO₂ emisyonlarına eklenir ve raporlamada kullanılır.

¹⁰ Bkz. İ&R Tebliği Madde 41(5); seçilen ve uygulanan yöntem onaylanmış izleme planında açıklanır.

¹¹ IPCC referans değeri: ton glioksal başına 0,52 t N₂O

¹² IPCC referans değeri: ton glioksilik asit başına 0,10 t N₂O

5. Yıllık toplam emisyonların hesaplanması

İşletmenin yıllık toplam emisyonları, N₂O ve CO₂ emisyonlarının toplamıdır:

$$CO_{2(eşd)} \text{ emisyonları (işletme)} = CO_{2(eşd)} \text{ emisyonları (işletme)} + CO_2 \text{ emisyonları (işletme)}$$

İşletme, sera gazı emisyonlarını (CO₂ ve N₂O) hesaplarken aşağıdaki örnek yaklaşımdan yararlanabilir:

CO₂ emisyonlarının hesaplama adımları

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

*Hesaplama parametreleri:

- FV = Faaliyet Verisi
- NKD = Net Kalorifik Değer
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği uyarınca 1,0)
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği uyarınca 1,0)

N₂O emisyonlarını hesaplama adımları

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki N₂O emisyon kaynakları listesi kullanılır.
3. Her bir N₂O emisyon kaynağı için onaylanmış izleme planına uygun olarak ölçülmesi gereken hesaplama parametrelerine dair toplanmış olan ölçüm verileri kaydedilir.
4. **Ölçüm temelli yöntem** kullanan her bir N₂O emisyon kaynağı için yıllık N₂O emisyonları (SEÖS yardımıyla) aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yillik}} [t] = \sum (N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} [mg/Nm^3] * \text{ Baca gazı akışı}_{\text{saatlik}} [Nm^3/s]) * 10^{-9}$$

5. **Kütle dengesi yöntemi** kullanan her bir N₂O emisyon kaynağı için yıllık N₂O emisyonları aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yillik}} [t] = N_2O_{EF} \left[\frac{t \text{ CO}_2}{t \text{ glioksal}} \right] * \text{ glioksal üretimi}_{\text{azaltılmamış}} [t]$$

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yillik}} [t] = N_2O_{EF} \left[\frac{t \text{ CO}_2}{t \text{ glioksal}} \right] * \text{ glioksilik asit üretimi}_{\text{azaltılmamış}} [t]$$

6. Tüm N₂O emisyon kaynakları, birbirleriyle toplanarak işletmenin toplam N₂O emisyonları aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{işletme}} = N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yillik}} (\text{kaynak 1}) + N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yillik}} (\text{kaynak 2}) + \dots$$

7. Yıllık N₂O emisyonlarının CO₂ eşdeğeri, N₂O'nun referans Küresel Isınma Potansiyeli katsayısı kullanılarak aşağıdaki formül ile hesaplanır*:

$$CO_{2(\text{eşd})} [t] = N_2O_{\text{yillik}} [t] * KIP_{N_2O}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- N₂O emisyonları_{işletme}: işletmenin yıllık toplam N₂O emisyonları [t N₂O]
- N₂O emisyonları_{yillik}: Emisyon kaynağından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonları ton N₂O cinsinden
- N₂O kons_{saatlik}: İşletim sırasında ölçülen baca gazı akışındaki N₂O'nun mg/Nm³ cinsinden saatlik konsantrasyonları
- Baca gazı akışı_{saatlik}: Her bir saatlik konsantrasyon için belirlenen baca gazı akışı Nm³/s cinsinden
- N₂O_{EF}: t glioksal başına düşen N₂O (*t adipik asit için 0,52 t N₂O*)
- N₂O_{EF}: t glioksilik asit başına düşen N₂O (*t adipik asit için 0,10 t N₂O*)
- Glioksal üretimi_{azaltılmamış}: azaltma olmadan üretilen yıllık toplam glioksal miktarı [t]; üretim hızları günlük üretim raporları ve işletim saatleri kullanılarak hesaplanır.
- Glioksilik asit üretimi_{azaltılmamış}: azaltma olmadan üretilen yıllık toplam glioksilik asit miktarı [t]; üretim hızları günlük üretim raporları ve işletim saatleri kullanılarak hesaplanır.
- KIP_{N₂O}: 298 t CO_{2(eşd)} / N₂O

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 21

A. CO₂ emisyonlarının hesaplanması¹³

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF)		
	Kademe ¹⁴	Değer	Birim	Kademe ¹⁵	Değer ¹⁶	Birim	Kademe ¹⁷	Değer Error!	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Motorin	3	1.000	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal gaz	2	10.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	56,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Yakıt akışı X¹⁸															

CO₂ emisyonları, k'nci (=1'den n'ye kadar) yakıt akışı için aşağıdaki şu formülle hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

FV = Faaliyet Verisi

NKD = Net Kalorifik Değer

EF = Emisyon Faktörü

BO = Biyokütle Oranı

YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği uyarınca 1,0)

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Motorin	1.000	t	43,0	GJ/t	0,0741	t CO ₂ /GJ	0	---	100	%	1.000 t x 43,0 GJ/t x 0,0741 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 3.186,3
Doğal gaz	10.000.000	Nm ³	0,036	GJ/Nm ³	0,0561	t CO ₂ /GJ	0	---	100	%	10.000.000 Nm ³ x 0,036 GJ/Nm ³ x 0,0561 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 20.196,0
Toplam	(3.186,3 + 20.196,0) t CO₂										= 23.382,3

¹³ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹⁴ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁵ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁶ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁷ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁸ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

B. N₂O emisyonlarının hesaplanması¹⁹

1. Ölçüm temelli yöntem (azaltılmış N₂O emisyonları)

$$\begin{aligned} \text{N}_2\text{O kons}_{\text{ort. saatlik}} &= 1.0 \text{ g/Nm}^3 \\ \text{Baca gazı akışı}_{\text{ort. saatlik}} &= 40.000 \text{ Nm}^3 \end{aligned}$$

$$\text{N}_2\text{O emisyon}_{\text{ort. saatlik}} = 1.0 \frac{\text{g}}{\text{Nm}^3} * 40.000 \text{ Nm}^3 = 40.000 \text{ g} = 40,0 \text{ kg} = 0,040 \text{ t}$$

Yıllık işletme saati (azaltılmış) = 7.000 saat

$$\text{Yıllık N}_2\text{O emisyonları}_{\text{azaltılmış}} = 0,040 \frac{\text{t}}{\text{saat}} * 7.000 \text{ saat} = \mathbf{280,000 \text{ t}}$$

Alternatif hesaplama:

$$\begin{aligned} \text{N}_2\text{O emisyonları}_{\text{ort. saatlik}} &= 40 \text{ kg} = 0,040 \text{ t} \\ \text{Yıllık işletme saati (azaltılmış)} &= 7.000 \text{ saat} \end{aligned}$$

$$\text{Yıllık N}_2\text{O emisyonları}_{\text{azaltılmış}} = 0,040 \frac{\text{t}}{\text{saat}} * 7.000 \text{ saat} = \mathbf{280,000 \text{ t}}$$

2. Hesap temelli yöntem (azaltılmamış N₂O emisyonları)

N₂O emisyon faktörü = t glioksal başına 0,52 t N₂O

$$\begin{aligned} \text{Yıllık glioksal üretimi (toplam)} &= 80.000 \text{ t} \\ \text{Yıllık işletme saati (azaltılmış ve azaltılmamış)} &= 7.500 \text{ saat} \\ \text{Yıllık işletme saati (azaltılmış)} &= 500 \text{ saat} \end{aligned}$$

$$\text{Yıllık Glioksal Üretimi}_{\text{azaltılmamış}} = \frac{500 \text{ saat}}{7500 \text{ saat}} * 80.000 \text{ t} = 5.333,33 \text{ t}$$

$$\text{Yıllık N}_2\text{O emisyonları}_{\text{azaltılmamış}} = \frac{0,520 \text{ t N}_2\text{O}}{\text{t glioksal}} * 5.333,33 \text{ t glioksal} = \mathbf{2.773,3 \text{ t N}_2\text{O}}$$

3. N₂O emisyonlarının toplanması (azaltılmış ve azaltılmamış)

$$\text{Yıllık N}_2\text{O emisyonları (tesis)} = \text{Yıllık N}_2\text{O emisyonları}_{\text{azaltılmış}} + \text{Yıllık N}_2\text{O emisyonları}_{\text{azaltılmamış}}$$

$$\text{Yıllık N}_2\text{O emisyonları (tesis)} = 280,000 \text{ t N}_2\text{O} + 2.773,33 \text{ t N}_2\text{O} = \mathbf{3053,3 \text{ t N}_2\text{O}}$$

4. Toplam N₂O emisyonlarının CO₂ eşdeğerine çevrilmesi

$$\text{Yıllık N}_2\text{O emisyonları (tesis)} = \text{Yıllık N}_2\text{O emisyonları (tesis)} * \text{KIP}_{\text{N}_2\text{O}}$$

$$\text{Yıllık N}_2\text{O emisyonları (tesis)} = 3053,33 \text{ t N}_2\text{O} * 298 \frac{\text{t CO}_2(\text{eşd})}{\text{t N}_2\text{O}} = \mathbf{909.893,3 \text{ t CO}_2(\text{eşd})}$$

C. Toplam emisyonların hesaplanması

CO₂ ve N₂O emisyonlarının CO₂ eşdeğeri cinsinden toplanması

$$\text{CO}_2(\text{eşd}) \text{ emisyonları (işletme)} = \text{CO}_2(\text{eşd}) \text{ emisyonları (işletme)} + \text{CO}_2 \text{ emisyonları (işletme)}$$

$$(23.382,3 + 909.893,3) \text{ t CO}_2(\text{e}) =$$

$$\mathbf{933.276 \text{ t CO}_2(\text{eşd})}$$

¹⁹ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

Sektör 22 AMONYAK ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanamadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisin tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 22 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 22; amonyak (NH₃) üretimini kapsar. Yanma proseslerinden ve yakıtın hammadde olarak kullanımından kaynaklanan İ&R Tebliği Madde 22 ve EK-3 Bölüm 1 uyarınca standart yöntemle izlenir.

Amonyak üretiminden kaynaklanan CO₂'nin üre veya diğer kimyasalların üretimi için besleme stoku olarak kullanıldığı veya İ&R Tebliği Madde 47(1) fıkrasının kapsamadığı herhangi kullanım için tesisten dışarı transfer edildiği durumda, ilgili CO₂ miktarı CO₂ üreten tesis tarafından salınmış olarak değerlendirilir.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları(enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV = Faaliyet Verisi*
- *NKD = Net Kalorifik Değer*
- *EF = Emisyon Faktörü*
- *BO = Biyokütle Oranı*
- *YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*
- *DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 22⁸

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Doğal Gaz (Alev Bacası)	3	200.000	Nm ³	1	0,036	GJ/Nm ³	1	0,0561	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal Gaz (Isıtma)	3	100.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	0,0555	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal Gaz (Proses)	3	20.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	0,0555	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Atık Gaz	3	50.000.000	Nm ³	3	0,021	GJ/Nm ³	3	0,064	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Yakıt Akışı X ¹³															

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Doğal Gaz (Alev Bacası)	200.000	Nm ³	0,036	Gj/Nm ³	0,0561	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	200.000 Nm ³ X 0,036 Gj/Nm ³ X 0,0561 T CO ₂ /Gj X (1-0) X 1 = 403,9
Doğal Gaz (Isıtma)	100.000.000	Nm ³	0,036	Gj/Nm ³	0,0555	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	100.000.000 Nm ³ X 0,036 Gj/Nm ³ X 0,0555 T CO ₂ /Gj X (1-0) X 1 = 199.800,0
Doğal Gaz (Proses)	20.000.000	Nm ³	0,036	Gj/Nm ³	0,0555	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	20.000.000 Nm ³ X 0,036 Gj/Nm ³ X 0,0555 T CO ₂ /Gj X (1-0) X 1 = 39.960,0
Atık Gaz	50.000.000	Nm ³	0,021	Gj/Nm ³	0,0640	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	50.000 Nm ³ X 0,021 Gj/Nm ³ X 0,064 T CO ₂ /Gj X (1-0) X 1 = 67.200,0
Toplam	(403,9 + 199.800,0 + 39.960,0 + 67.200,0) T CO₂										= 307.363,9

⁸ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

⁹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁰ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹² EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim ¹⁴	Değer	Birim	Değer	Birim	
Yok	---	---	---	---	---	---	---	---	0,0
Toplam	(0) t CO₂								= 0,0

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(307.363,9 + 0,0) \text{ t CO}_2 =$$

307.364 t CO₂

¹⁴ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

Sektör 23
GÜNLÜK ÜRETİM KAPASİTESİ 100 TON VE ÜZERİ
KRAKİNG, REFORMİNG, KISMÎ VEYA TAM YÜKSELTGENME VEYA
BENZERİ İŞLEMLER İLE BÜYÜK HACİMLİ
ORGANİK KİMYASAL MADDELERİN ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir.

Sektör 23 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 23; günlük üretim kapasitesi 100 ton ve üzeri kraking, reforming, kısmî veya tam yükseltgenme veya benzeri işlemler ile büyük hacimli organik kimyasal maddelerin üretimini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Kraking (katalitik ve katalitik olmayan), reforming, kısmi veya tam yükseltgenme, hidrokarbon bazlı besleme stoğundaki karbondan CO₂ emisyonlarına yol açan benzer işlemler, atık gazların yakılması ve alevleme ve diğer yanma işlemlerindeki yakıtın yanması.

Yığın organik kimyasalların üretiminin bir petrol rafinerisine teknik olarak entegre edildiği durumda, işletme bu İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 2'deki ilgili hükümleri uygular.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Bununla beraber işletme, İ&R Tebliği Madde 22 ve EK-3 Bölüm 1 kapsamında standart yöntem kullanan yoğun organik kimyasalların üretimi için kimyasal reaksiyonlarda yer almayan veya onlardan çıkan yakıtın kullanıldığı durumda yanma işlemlerinin ürettiği emisyonları izler. Diğer bütün durumlarda, işletme İ&R Tebliği Madde 23 kapsamında kütle dengesi yöntemi ile veya İ&R Tebliği Madde 22 kapsamında standart yöntem ile yoğun organik kimyasalların üretiminden kaynaklanan emisyonları izler. Standart yöntemin kullanıldığı durumda, işletme seçilen yöntemin kütle-dengesi yöntemi ile ilgili emisyonları kapsadığına dair bilgi ve belgeleri Bakanlığa sunar.

Kademe 1 altında karbon içeriğinin belirlenmesi için, İ&R Tebliği EK-5 Tablo 5.5'te listelenen referans emisyon faktörleri uygulanır. İ&R Tebliği EK-5 Tablo 5.5'te veya İ&R Tebliğinin diğer hükümlerinde listelenmeyen maddeler için, işletme karbon içeriğini saf maddedeki stokiyometrik karbon içeriğinden ve girdi ile çıktı akışındaki madde konsantrasyonundan hesaplar.

Yanma emisyonları yakıtlar İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca kütle dengesine dâhil olmadığı sürece, İ&R Tebliği Madde 22(1) uyarınca standart yöntemle izlenir. İ&R Tebliği EK-2 Bölüm 2'deki kademeler uygulanır.

Baca gazı akışından asit gazın temizlenmesi için karbonat kullanımından kaynaklanan CO₂ proses emisyonları İ&R Tebliği Madde 22(2) uyarınca, tüketilen karbonat (Yöntem A) veya üretilen alçı taşı (Yöntem B) bazında hesaplanır. Baca gazıyla ilgili detaylı açıklamalar Sektörel Örnek 1'de (yakıtların yanması) yer almaktadır [→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör 1].

İşletme, alev bacalarından kaynaklanan emisyonları hesaplarırken rutin tutuşmaları ve işletimsel tutuşmaları (acil durumların yanı sıra devre dışı kalma, başlatma ve kapatma) dâhil eder. İşletme ayrıca İ&R Tebliği Madde 46 uyarınca dâhili CO₂'yi de dâhil eder. Alev bacalarıyla ilgili detaylı açıklamalar yakıtların yanması için verilen sektörel örnekte yer almaktadır [→Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör 1].

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar, enerji kaynaklı ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *NKD* = Net Kalorifik Değer
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *YF* = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 23⁸

Sayısal örnekte, bir buhar kırıcının emisyonları incelenmiştir.

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF) Dönüşüm Faktörü (DF)		
	Yakıt/Hammadde Akışı	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer
Isıtma gazı	4	300.000.000	Nm ³	3	30,00	MJ/Nm ³	3	0,0500	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Dizel	4	20	t	3	42,60	GJ/t	3	0,0741	tCO ₂ /GJ	yok	0	%	1	100	%
Kök	yok	20	t	yok	---	---	yok	3,6667	tCO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Alev bacası gazı	2	1.500.000	Nm ³	yok	---	---	3	0,0025	tCO ₂ /Nm ³	yok	0	%	1	100	%
Etilen	yok	1	t	yok	---	---	1	3,1360	tCO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Kraking girdisi	3	1.000.000	t	yok	---	---	yok	0,0010	tCO ₂ /t	yok	0	%	1	100	%
Yakıt Akışı X ¹³															
Hammadde Akışı Y ¹⁴															

⁸ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

⁹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁰ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹² EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁴ Ek hammadde akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

A. Aşağıdaki kaynak akışları için **enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Doğal Gaz	300.000.000	Nm ³	30,00	MJ/Nm ³	0,0500	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	$300.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,03 \text{ GJ/Nm}^3 \times 0,05 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times 1 \times 1 = 450.000,0$
Dizel	20	t	42,60	GJ/t	0,0741	tCO ₂ /GJ	0	%	100	%	$20 \text{ t} \times 42,6 \text{ GJ/t} \times 0,0741 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times 1 \times 1 = 63,1$
Kok	20	t	---	GJ/t	3,6667	tCO ₂ /t	0	%	100	%	$20 \text{ t} \times 3,6667 \text{ t CO}_2/\text{t} \times 1 \times 1 = 73,3$
Alev bacası gazı	1.500.000	Nm ³	---	---	0,0025	tCO ₂ /Nm ³	0	%	100	%	$1.500.000 \text{ Nm}^3 \times 0,0025 \text{ t CO}_2/\text{Nm}^3 \times 1 \times 1 = 3.750,0$
Toplam	(450.000,0 + 63,1 + 73,3 + 3.750,0) t CO₂										= 453.886,4

B. Aşağıdaki kaynak akışı için **proses emisyonlarının** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

Kaynak akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim ¹⁵	Değer	Birim	Değer	Birim	
Etilen	1	t	3,136	tCO ₂ /t	0	%	100	%	$1 \text{ t} \times 3,136 \text{ t CO}_2/\text{t} \times (1-0) \times 1 = 3,1$
Kraking girdisi	1.000.000	t	0,001	tCO ₂ /t	0	%	100	%	$1.000.000 \text{ t} \times 0,001 \text{ t CO}_2/\text{t} \times (1-0) \times 1 = 1.000,0$
Toplam	(3,1 + 1.000,0) t CO₂								= 1.003,1

C. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(453.886,4 + 1.003,1) \text{ t CO}_2 =$$

454.890 t CO₂

¹⁵ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

Sektör 24

GÜNLÜK ÜRETİM KAPASİTESİ 25 TON VE ÜZERİ, REFORMİNG VEYA KISMÎ YÜKSELTGENME İLE HİDROJEN (H₂) VE SENTEZ GAZININ ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özetidir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir

Sektör 24 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 24; günlük üretim kapasitesi 25 ton ve üzeri, reforming veya kısmî yükseltgenme ile hidrojen (H₂) ve sentez gazının üretimini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

Hidrojen veya sentez gaz üretimi prosesinde kullanılan yakıtlar (reforming veya kısmi yükseltgenme) ve sıcak su veya buhar üretimi amaçlı kullanılan yakıtlar dâhil olmak üzere diğer yanma işlemleri için kullanılan yakıtlar.

Yanma proseslerinden ve hidrojen üretiminde proses girdileri olarak kullanılan yakıtlardan kaynaklanan emisyonları izlemek için İ&R Tebliği Madde 22 ve EK-3 Bölüm 1 uyarınca standart yöntem kullanılır.

Sentez gazı üretiminden kaynaklanan emisyonların izlenmesi için, İ&R Tebliği Madde 23 ile bağlantılı olarak kütle dengesi yöntemi kullanılır. İşletme, ayrı yanma işlemlerinden kaynaklanan emisyonları kütle dengesine dâhil

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

etmeyi sağlayacak veya herhangi eksiklik olmasını veya emisyonların mükerrer sayımını önleyecek şekilde, asgari düzeyde kaynak akışlarının bir kısmı için İ&R Tebliği Madde 22 standart yöntemi uygular.

Hidrojen ve sentez gazının aynı tesiste üretilmesi durumunda işletme, CO₂ emisyonlarını, yukardaki iki paragrafta belirtildiği gibi hidrojen ve sentez gazı için ayrı yöntemler kullanarak veya ikisi için de kütle dengesi yöntemini kullanarak hesaplar.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

* Hesaplama parametreleri:

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *NKD* = Net Kalorifik Değer
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *YF* = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

İşletme, sera gazı emisyonlarının **kütle dengesi yöntemiyle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. Prosese girdi akışları k ($k=1$ 'den n 'ye kadar olan) ve çıktı akışları k ($k=1$ 'den n 'ye kadar olan) aşağıdaki formül yardımıyla ayrı ayrı hesaplanır.

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıkıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

6. Yıllık toplam emisyonlar, girdi ve çıktı kaynak akışlarından kaynaklanan CO_2 emisyonlarının farkının alınmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - CO_2 \text{ emisyonları (çıkıktı kaynaklı)}$$

7. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO_2] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO_2 = 1 t C).

*Hesaplama parametreleri:

- FV = Faaliyet Verisi
- EF = Emisyon Faktörü
- BO = Biyokütle Oranı
- DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 24⁸

Aşağıda sadece hidrojen üreten, herhangi bir sentez gazı üretmeyen örnek bir tesisin emisyonları hesaplanmıştır.

A. Standart yöntemle hesaplanan yanma emisyonları aşağıda listelenmiştir.

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF)		
	Kademe ⁹	Değer	Birim	Kademe ¹⁰	Değer ¹¹	Birim	Kademe ¹²	Değer ¹¹	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Doğal Gaz	4	150.000.000	Nm ³	3	0,0365	GJ/Nm ³	3	56,6	t CO_2 /TJ	yok	0	%	1	100	%
Yakıt Akışı X ¹³															

⁸ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

⁹ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁰ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹² EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹³ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

Verilen k'ncı yakıt akışlarına (k=1'den n'ye kadar) ait emisyonlar aşağıdaki denklemlerle hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Burada;

FV = Faaliyet Verisi

NKD = Net Kalorifik Değer

EF = Emisyon Faktörü

BO = Biyokütle Oranı

YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği uyarınca 1,0)

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Doğal Gaz	150.000.000	Nm ³	0,0365	GJ/Nm ³	56,6	t CO ₂ /TJ	0	---	1	---	$150.000.000 \text{ Nm}^3 \times 0,0365 \text{ GJ/Nm}^3 \times 0,0566 \text{ t CO}_2/\text{GJ} \times (1-0) \times 1 = 309.885$
Toplam	309.885 t CO₂										= 309.885

- B. Tesisin yıllık toplam emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis) = CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı) + CO}_2 \text{ emisyonları (proses) =}$$

$$(340.179,0 + 0,0) \text{ t CO}_2 =$$

309.885 t CO₂

Sektör 25

SODA KÜLÜ (NA₂CO₃) VE SODYUM BİKARBONAT (NAHCO₃) ÜRETİMİ

Giriş ve Genel Şartlar

Emisyon hesaplamaları, Yıllık Emisyon Raporunun bir parçası olup Bakanlık tarafından onaylanmış elektronik izleme planına göre gerçekleştirilen yıllık izleme faaliyetlerinin sonuçlarının bir özettir. İşletme, Yönetmelik ve İ&R Tebliği uyarınca tesise özgü olarak hazırlanmış olduğu izleme planını onaylanmak üzere Bakanlığa sunar¹.

Bir tesisin emisyonlarının izlenebilmesi için işletmenin tabi olduğu özel şartlar İ&R Tebliğinde² belirtilmiş olup, izleme ve raporlamada hesaplama temelli veya ölçüm temelli yöntemlerden yararlanır. Hesaplama temelli bir yöntemin kullanıldığı durumda işletme, izleme planında tanımladığı her bir kaynak akışı için standart yöntem³ ve kütle dengesi yöntemlerinden⁴ hangisinin uygulandığını ve ilgili kademeleri belirtir. İ&R Tebliği Madde 19(1) hükümlerinin uygulanmadığı istisnai durumlarda işletme, belirli bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için kademelere dayanmayan bir izleme yöntemi (asgari yöntem) kullanabilir⁵.

İşletme, transfer edilen CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle izler. Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca işletme, her bir emisyon kaynağı için istenen kademelerin karşılandığına dair belgeleri sağlaması halinde CO₂ emisyon kaynakları için de ölçüm temelli yöntemleri kullanabilir⁶.

Bakanlıkça onaylanan izleme planı, belirli bir tesisin izleme yöntemini detaylı, eksiksiz ve şeffaf bir şekilde belgeler ve asgari olarak İ&R Tebliği EK-1'de belirtilmiş olan hususları içerir⁷. İ&R mevzuatına tabi tesisler için emisyon hesaplamaları, onaylanmış izleme planındaki aşağıdaki şu bilgiler göz önüne alınarak yapılır:

- Emisyon kaynaklarının bir listesi
- Kaynak akışlarının bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin bir listesi
- Hesaplama parametrelerinin referans değerlerinin belirlenmesine ilişkin bilgi kaynaklarının bir listesi

Aşağıdaki sayfalarda ayrıntıları verilmekte olan sektörel örnek emisyon hesaplamaları, ilgili onaylanmış izleme planlarındaki ya da bu izleme planlarında tanımlanmış yöntemler ışığında yapılmış olan ölçümlerdeki parametreler temelinde hazırlanmıştır. Hesaplamalarda girdi olarak kullanılan bu parametreler, izleme planlarındaki spesifik şartlara göre (örneğin tesis kategorisi ve/veya kaynak akış kategorisi) tesisten tesise farklılık gösterebilir

Sektör 25 için Emisyon Hesaplamaları – Faaliyete Özgü Şartlar

Sektör 25; soda külü (Na₂CO₃) ve sodyum bikarbonat (NaHCO₃) üretimini kapsar. İşletme, asgari olarak aşağıdaki şu emisyon kaynaklarını izler ve raporlar:

- Sıcak su veya buhar üretmek amacı ile kullanılan yakıtları içeren ve yanma prosesleri için kullanılan yakıtlar;
- Karbonatlaştırma için kullanılmaması durumunda, kireç taşının kalsinasyonundan kaynaklanan havalandırma gazını içeren hammaddeler;
- Karbonatlaştırma için kullanılmaması durumunda, karbonatlaştırmanın ardından yıkama veya filtreleme adımlarından kaynaklanan atık gazlar.

Soda külü ve sodyum bikarbonat üretiminden kaynaklanan emisyonların izlenmesi için işletme, İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca kütle dengesi yöntemini kullanır. İşletme, yanma proseslerinden kaynaklanan emisyonların kütle dengesine dâhil olmasını sağlayacak ve olası veri boşluklarını ve emisyonların mükerrer sayımını önleyecek şekilde, asgari düzeyde kaynak akışlarının bir kısmı için İ&R Tebliği Madde 22 kapsamında standart yöntemi kullanır.

¹ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

² Bkz. İ&R Tebliği Madde 19

³ Bkz. İ&R Tebliği Madde 22

⁴ Bkz. İ&R Tebliği Madde 23

⁵ Bkz. İ&R Tebliği Madde 20

⁶ Bkz. İ&R Tebliği Madde 38

⁷ Bkz. İ&R Tebliği Madde 11

Soda külünün üretiminden kaynaklanan CO₂'nin sodyum bikarbonat üretimi için kullanıldığı durumda, sodyum külünden sodyum bikarbonat üretimi için kullanılan CO₂ miktarı, CO₂ üreten tesisten salınmış olarak değerlendirilir.

İşletme, sera gazı emisyonlarının **standart yöntemle** belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan ve enerji kaynaklı CO₂ emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

6. İlgili (k=1'den n'ye kadar olan) kaynak akışlarından kaynaklanan proses emisyonları aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır*:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

7. Yıllık toplam emisyonlar enerji kaynaklı CO₂ emisyonları ile proses emisyonlarının toplanmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları(enerji kaynaklı olan)} + CO_2 \text{ emisyonları (proses)}$$

8. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri :**

- *FV = Faaliyet Verisi*
- *NKD = Net Kalorifik Değer*
- *EF = Emisyon Faktörü*
- *BO = Biyokütle Oranı*
- *YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*
- *DF = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)*

İşletme, sera gazı emisyonlarının **kütle dengesi yöntemiyle**⁸ belirlenmesi için aşağıdaki yaklaşımdan yararlanabilir:

İşletmeler için Örnek Emisyon Hesaplaması Yaklaşımı

1. İzleme planının onaylandığından emin olunur.
2. İzleme planındaki kaynak akışları, ilgili kademeleri ve referans değerleri ile birlikte kullanılır.
3. İlgili referans değerler, doğrudan onaylanmış izleme planından veya izleme planında belirtilmiş olan bilgi kaynaklarından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) alınır.
4. İzleme planına göre ölçülerek tespit edilmesi gereken hesaplama parametrelerinin ölçüm değerleri listelenir.
5. Prosese girdi akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) ve çıktı akışları k (k=1'den n'ye kadar olan) aşağıdaki formül yardımıyla ayrı ayrı hesaplanır.

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k)$$

6. Yıllık toplam emisyonlar, girdi ve çıktı kaynak akışlarından kaynaklanan CO₂ emisyonlarının farkının alınmasıyla, aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} - CO_2 \text{ emisyonları (çıktı kaynaklı)}$$

7. İlgili olduğu durumlarda birimler dönüştürülür – örneğin [ton C] biriminin [t CO₂] birimine (veya tam tersine) İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca çevrilmesi gerekebilir (3,664 t CO₂ = 1 t C).

***Hesaplama parametreleri:**

- *FV* = Faaliyet Verisi
- *EF* = Emisyon Faktörü
- *BO* = Biyokütle Oranı
- *DF* = Dönüşüm Faktörü (İ&R Tebliği kademe 1 uyarınca 1,0)

⁸ İşletme, alternatif olarak yanma emisyonları için (bu örnekte doğal gaz) standart yöntemi [Bkz. Sektörel Örnek Emisyon Hesaplaması - Sektör 1], diğer kaynak akışları için ise kütle dengesi yöntemini kullanabilir.

Örnek Sayısal Emisyon Hesaplaması – Sektör 25⁹

Aşağıdaki sayısal örnek, direkt karbonasyon adı verilen ve hidrat sodyum seskikarbonat (trona) kullanılan doğal bir proses için hazırlanmıştır.

A. Standart yöntemle hesaplanan yanma emisyonları aşağıda gösterilmektedir:

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Net Kalorifik Değer (NKD)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Yükseltgenme Faktörü (YF)		
	Kademe ¹⁰	Değer	Birim	Kademe ¹¹	Değer ¹²	Birim	Kademe ¹³	Değer ¹²	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Motorin	3	1.000	t	1	43,0	GJ/t	1	74,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Doğal Gaz	2	10.000.000	Nm ³	3	0,036	GJ/Nm ³	3	56,1	t CO ₂ /TJ	yok	0	%	1	100	%
Yakıt Akışı X¹⁴															

Verilen k'ncı yakıt akışına (k=1'den n'ye kadar) ait emisyonlar aşağıdaki denklemle hesaplanır:

$$CO_2 \text{ emisyonları} = \sum_{k=1}^n (FV_k * NKD_k * EF_k * (1 - BO)_k * YF_k)$$

Burada;

FV = Faaliyet Verisi

NKD = Net Kalorifik Değer

EF = Emisyon Faktörü

BO = Biyokütle Oranı

YF = Yükseltgenme Faktörü (İ&R Tebliği uyarınca 1,0)

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Net Kalorifik Değer (NKD)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Yükseltgenme Faktörü (YF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Motorin	1.000	t	43,0	GJ/t	0,0741	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	1.000 t x 43,0 GJ/t x 0,0741 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 3.186,3
Doğal Gaz	10.000.000	Nm ³	0,036	GJ/Nm ³	0,0561	t CO ₂ /GJ	0	%	100	%	10.000.000 Nm ³ x 0,036 GJ/Nm ³ x 0,0561 t CO ₂ /GJ x (1-0) x 1 = 20.196,0
Toplam	(3.186,3 + 20.196,0) t CO₂										= 23.382,3

⁹ yeşil renk: izleme planından çekilen değer; mavi renk: izleme planı uyarınca ölçülmüş olan değer; kırmızı renk: hesaplanan emisyon değeri (1 tC = 3,664 tCO₂)

¹⁰ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹¹ NKD için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹² Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹³ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁴ Ek yakıt akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

B. Proses emisyonları kütle dengesi yöntemiyle hesaplanmıştır.

Girdi Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
Yakıt/hammadde kaynak akışı	Kademe ¹⁵	Değer	Birim	Kademe ¹⁶	Değer ¹⁷	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Trona	4	50.000	t	3	0,1062	t C/t	yok	0	%	1	100	%
Girdi Akışı X¹⁸												
Çıktı Akışı	Faaliyet Verisi (FV)			Emisyon Faktörü (EF)			Biyokütle Oranı (BO)			Dönüşüm Faktörü (DF)		
Yakıt/hammadde kaynak akışı	Kademe ¹⁵	Değer	Birim	Kademe ¹⁶	Değer ¹⁷	Birim	Kademe	Değer	Birim	Kademe	Değer	Birim
Soda külü	4	35.000	t	3	0,1132	t C/t	yok	---	%	1	100	%
Çıktı Akışı X¹⁹												

B1: Aşağıdaki kaynak akışları için **girdi kaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır²⁰:

$$CO_2 \text{ emisyonları (girdi kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
Girdi Akışı	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Trona	50.000	t	0,1062	t C/t	0	%	100	%	$50.000 \text{ t} \times 0,1062 \text{ t C/t CO}_2 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} \times (1-0) \times 1 = 19.455,8$
Toplam	(19.455,8) t CO₂								= 19.455,8

¹⁵ FV için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁶ EF için kademe, onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanan değerdir.

¹⁷ Referans (yeşil renkli) değerler onaylanmış izleme planında işletme tarafından tanımlanmış olup, doğrudan izleme planından (örneğin İ&R Tebliği EK-5) veya işletme tarafından periyodik olarak kontrol edilecek başka bir kaynaktan (örneğin Türkiye'nin ulusal emisyon envanter raporu, UEER) çekilebilir.

¹⁸ Ek girdi akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

¹⁹ Ek çıktı akışları, onaylanmış izleme planında işletme tarafından 1'den X'e kadar tanımlanmış olan kaynak akış listesinden alınır.

²⁰ tC girdi değeri dönüşüm faktörü olan 3,664 ile tCO₂ değerine çevrilir (İ&R Tebliği Madde 23).

B2: Aşağıdaki kaynak akışı için **çıkıtı kaynaklı emisyonların** hesaplanması, şu denklem yardımıyla yapılır:

$$CO_2 \text{ emisyonları (çıkıtı kaynaklı)} = \sum_{k=1}^n (FV_k * EF_k * (1 - BO)_k * DF_k * 3,664)$$

Kaynak Akışı	Faaliyet Verisi (FV)		Emisyon Faktörü (EF)		Biyokütle Oranı (BO)		Dönüşüm Faktörü (DF)		Emisyonlar [t CO ₂]
	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	Değer	Birim	
Soda külü	35.000	t	0,1132	t C/t	0	%	100	%	$35.000 \text{ t} \times 0,1132 \text{ t C/t CO}_2 \times 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C} \times (1-0) \times 1 = 14.516,8$
Toplam	(14.516,8) t CO₂								= 14.516,8

B3: Tesisin yıllık proses emisyonları, girdi kaynaklı emisyonlardan çıkıtı kaynaklı emisyonların çıkarılmasıyla elde edilir:

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 \text{ emisyonları (tesis)} &= \\ \text{CO}_2\text{-emisyonları (girdi kaynaklı)} - \text{CO}_2 \text{ emisyonları (çıkıtı kaynaklı)} &= \end{aligned}$$

$$(19.455,8 - 14.516,8) \text{ t CO}_2 = 4.939,1$$

C. Tesisin toplam yıllık emisyonları, enerji kaynaklı emisyonlar (yakıtların yanması) ile proses emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir:

$$\begin{aligned} \text{Toplam Yıllık CO}_2 \text{ emisyonları (tesis)} &= \\ \text{CO}_2 \text{ emisyonları (enerji kaynaklı)} + \text{CO}_2 \text{ emisyonları (proses)} &= \end{aligned}$$

$$(23.382,3 + 4.939,1) \text{ t CO}_2 =$$

$$\mathbf{28.321 \text{ t CO}_2}$$

This project is part of the International Climate Initiative (IKI), The German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMUB) supports this initiative on the basis of a decision adopted by the German Bundestag