

RAOCM hakkında ACER Kararı: Ek I

Elektrik iletim sistemi işletimine ilişkin bir kılavuz oluşturan
2 Ağustos 2017 tarihli ve (AB) 2017/1485 sayılı Komisyon Tüzüğü'n n
84. Maddesi uyarınca

Kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin yöntem

19 Haziran 2019

Kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin yöntem

 indekiler

Gerekçeler	3
BAşLIK 1 Genel Hükümler	4
Madde 1 Konu ve kapsam	4
Madde 2 Tanımlar ve yorum.....	5
BAşLIK 2 İlgili varlıkların belirlenmesi	6
Madde 3 Etki hesaplama yöntemi.....	6
Madde 4 Etki değerlendirmesi için dinamik konuların olası ilgisi	7
Madde 5 Kesinti Koordinasyonu için ilgili varlıkların tanımlanması	8
Madde 6 Uygulama Programı.....	9
Madde 7 Dil	9
Ek I	11
AI.1 Etki eşiği.....	11
AI.2 Etki Hesaplama Yöntemi	11
AI.2.1 G�� akışı etki faktörü	11
AI.2.1.1 şebeke elemanları	11
AI.2.1.2 önemli şebeke Kullanıcıları	13
AI.2.2 Gerilim etki faktörü	14

Gerekçeler

- (1) Bu belge, elektrik iletim sistemi işletimine ilişkin bir kılavuz oluşturan 2 Ağustos 2017 tarihli ve (AB) 2017/1485 sayılı Komisyon Tüzüğü'nün (bundan böyle 'SO Tüzüğü' olarak anılacaktır) 84. Maddesi uyarınca kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin yöntemi (bundan böyle 'RAOCM' olarak anılacaktır) ortaya koymaktadır.
- (2) RAOCM, SO Tüzüğü'nün yanı sıra kapasite tahsisi ve kısıt yönetimine ilişkin bir kılavuz oluşturan 24 Temmuz 2015 tarihli ve (AB) 2015/1222 sayılı Komisyon Tüzüğü (bundan böyle "CACM Tüzüğü" olarak anılacaktır) ile 13 Temmuz 2009 tarihli ve (AT) No 714/2009 sayılı elektrikte sınır ötesi alışverişler için ağa erişim koşulları hakkındaki Avrupa Parlamentosu ve Konseyi Tüzüğü'nde (bundan böyle "(AT) No 714/2009 sayılı Tüzük" olarak anılacaktır) belirtilen genel ilkeleri ve hedefleri dikkate almaktadır. SO Tüzüğü'nün amacı işletme güvenliğinin, frekans kalitesinin ve enterkonnekte sistemin ve kaynakların verimli kullanımının korunmasıdır. Bu amaçlara ulaşılmasının kolaylaştırılması için kesinti koordinasyonunun en azından her bir senkron bölge için, kesinti koordinasyonu bölgelerine göre organize edilen kesinti süreci ile ilgili varlıkların tanımlanmasını SO Tüzüğü'nün 80. Maddesi uyarınca standardize etmesi gerekmektedir. Bu kesinti koordinasyonu bölgeleri farklı senkron bölgelerde bulunan İSİ'leri kapsayabileceğinden, RAOCM Birlikteki tüm senkron bölgeleri kapsayacaktır.
- (3) SO Tüzüğü'nün 84. Maddesi RAOCM için yasal dayanak oluşturmaktadır. Bu Madde, kapalı dağıtım sistemi de dahil olmak üzere bir iletim sisteminde veya dağıtım sisteminde bulunan ve planlı kesintilerinin enterkonnekte iletim sisteminin güvenli işletimi üzerindeki etkisinin değerlendirilmesi için koordineli bölgesel kesinti planlaması sürecinde dikkate alınacak varlıkların uygunluğunun belirlenmesi için Yöntemin niteliksel ve niceliksel yönleri dayalı olmasını gerektirmektedir – bu varlıklar ya bir iletim sistemi veya kapalı dağıtım sistemi de dâhil olmak üzere bir dağıtım sistemidir. Bu yönler için şunlar temel alınacaktır: *"özellikle: (a) bir İSİ'nin kontrol alanının en az bir şebeke elemanı üzerindeki gerilimler, elektrik akışları, rotor açısı gibi elektriksel değerlerde bir başka kontrol alanında yer alan potansiyel bir ilgili varlığın emre amadelik durumundaki bir değişiklik nedeniyle meydana gelen değişikliklerin değerlendirilmesi temeline dayanan niceliksel yönler. Söz konusu değerlendirme yıl öncesi ortak şebeke modelleri temelinde yapılacaktır; (b) madde (a)'da atıfta bulunulan elektriksel değerlerin hassasiyeti ile ilgili eşikler. Bu eşikler en azından senkron bölge başına uyumlu hale getirilecektir; (c) potansiyel olarak ilgili elektrik üretim modüllerinin veya SGU özelliklerine sahip talep tesislerinin kapasitesi; (d) boyut ve potansiyel olarak ilgili elektrik üretim modüllerinin, talep tesislerinin veya şebeke elemanlarının kontrol alanına yakınlık gibi konuları içeren ancak bunlarla sınırlı olmayan niceliksel yönler; (e) farklı kontrol bölgelerini bağlayan bir iletim sisteminde veya bir dağıtım sisteminde yer alan tüm şebeke elemanlarının sistematik ilgisi; ve (f) tüm kritik şebeke elemanlarının sistematik uygunluğu".* 84. Madde eşit şekilde şunu gerektirir: *"Yöntem bir İSİ'nin Madde 75(1)a uyarınca oluşturulmuş kontrol alanının dışında bulunan iletim sistemi elemanlarının ve SGU'ların etkisinin değerlendirilmesi amaçlı yöntemlerle tutarlı olacaktır."* Bu son şartın sağlanması için, Kesinti RAOCM hükümleri SO Tüzüğü'nün 75(1)(a). Maddesi uyarınca geliştirilen ortak etki hesaplama yöntemi ile yakından uyumlu hale getirilmiştir.

Kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin yöntem

- (4) SO Tüzüğü'n n 6(6). Maddesi uyarınca, RAOCM'nin SO Tüzüğü'n n amacı üzerinde beklenen etkisi açıklanmalıdır. RAOCM, genel olarak, SO Tüzüğü'nün hedeflerine ulaşılmasına katkıda bulunmaktadır. RAOCM, Birlik genelinde işletme güvenliğinin sağlanması, özellikle de, sistem işletimi ve işletme planlamasının geliştirilmiş koordinasyonu, iletim sisteminin işletimine ilişkin bilgilerin şeffaflığı ve güvenilirliği; ve Birlik'te elektrik iletim sisteminin verimli şekilde çalışması amacına hizmet etmektedir;
- (5) Ayrıca, RAOCM, ağ güvenliğini ve istikrarını sağlamak için, orantısallık ve ayrımcılık yapmama ilkelerinin uygulanmasını; şeffaflığı; dâhil olan tüm taraflar için en yüksek genel verimlilik ile en düşük toplam maliyet arasındaki optimizasyonu; ve mümkün olduğunca piyasaya dayalı mekanizmaların kullanılmasını sağlamalıdır.
- (6) SO Tüzüğü'nün Gerekçe (5) uyarınca, senkron alanlar Birlik sınırlarında son bulmaz ve üçüncü ülkelerin topraklarını içerebilir. İS 'ler, Birlik genelinde uzayan tüm senkron alanlarda güvenli sistem işletimini hedeflemelidir. SO Tüzüğünde yer alan kurallara benzer kuralların uygulanmasında üçüncü ülkeleri desteklemelidirler. Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri Birliği, Birlik İS 'leri ile üçüncü  lke İS 'leri arasında güvenli sistem işletimi konusunda işbirliğini kolaylaştırmalıdır.
- (7) Sonuç olarak, RAOCM, tüm İS 'lerin, Ajansın, düzenleyici kurumların ve piyasa katılımcılarının yararına olacak şekilde SO Tüzüğü'nün genel hedeflerine katkıda bulunmalıdır.

BAşLIK 1 **Genel Hükümler**

Madde 1 **Konu ve Kapsam**

1. Kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunu değerlendirme ilişkin bu Yöntem, SO Tüzüğü'n n 84. Maddesi uyarınca bir İS  yöntemi olarak kabul edilecektir.
2. Bu yöntem SO Tüzüğü Başlık 3'te tanımlanmış olan kesinti koordinasyonu şartları için varlıkların uygunluk değerlendirmesini kapsayacaktır ve SO Tüzüğü'n n 2. Maddesinde tanımlanan şekilde tüm İS 'ler, DSÖ'ler, KDS 'ler ve SGU'lar için geçerlidir
3. SO Tüzüğü 2(2). Maddesinde atıfta bulunulan bölgenin dışındaki yetki bölgelerine ait İS 'ler, aşağdaki koşullarla gönüllü olarak kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluk değerlendirmesine katılabilirler.
 - (a) bunu yapmalarının teknik olarak uygun olması ve SO Tüzüğü'nün gereklilikleriyle uyumlu olması;
 - (b) 2. paragrafta atıfta bulunulan İS 'ler ile, kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluk değerlendirmesine ilişkin olarak aynı haklara ve sorumluluklara sahip olacaklarını kabul etmeleri;

Kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin yöntem

- (c) 2. paragrafta atıfta bulunulan İSİ'lerin belirleyebileceği, kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluk değerlendirmesine katılımlarının gönüllü niteliği ile ilgili diğer tüm koşulları kabul etmeleri;
 - (d) 2. paragrafta bahsi geçen İSİ'lerin bu paragrafta atıfta bulunulan İSİ'lerin gönüllü katılımının şartlarını belirleyen bir anlaşma yapmış olmaları;
 - (e) Kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluk değerlendirmesine gönüllü olarak katılan İSİ'ler, (a), (b), (c) ve (d)'de belirtilen şartlara objektif uygunluk gösterdiğinde, 2. paragrafta atıfta bulunulan İSİ'lerin (a), (b), (c) ve (d)'de belirtilen kriterlerin karşılanıp karşılanmadığını kontrol ettikten sonra, SO Tüzüğü'nün 5(3). Maddesinde belirtilen prosedür uyarınca gönüllü olarak katılmak isteyen İSİ'nin alınan bir başvurusunu onaylamış olması
4. 2. paragrafta atıfta bulunulan İSİ'ler, 3. paragraf uyarınca gönüllü olarak kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluk değerlendirmesine katılan İSİ'lerin yükümlülüklerini yerine getirip getirmediğini izleyecektir. 3. paragraf uyarınca gönüllü olarak kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluk değerlendirmesine katılan bir İSİ zorunlu yükümlülüklerine SO Tüzüğü'nün uygulanmasını ve işletilmesini belirgin şekilde tehlikeye sokacak biçimde uymazsa, 2. paragrafta belirtilen İSİ'ler SO Tüzüğü'nün 5(3). Maddesinde belirtilen prosedüre uygun olarak söz konusu İSİ'nin kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluk değerlendirmesi sürecine gönüllü katılımını sona erdirecektir.

Madde 2

Tanımlar ve Yorum

1. Bu yöntem amaçları doğrultusunda, kullanılan terimler SO Tüzüğü'nün 3. Maddesinde, CACM Tüzüğü'nün 2. Maddesinde, 14 Haziran 2013 tarihli ve (AB) No 543/2013 sayılı elektrik piyasalarında verilerin sunulması ve yayınlanması hakkındaki Komisyon Tüzüğü'nün 2. Maddesinde ve 14 Nisan 2016 tarihli ve (AB) 2016/631 sayılı jeneratörlerin şebeke bağlantısı gereksinimlerine ilişkin bir ağ kodu oluşturan Komisyon Tüzüğü'nün 2. Maddesinde yer alan tanımların anlamlarına sahip olacaktır. Ayrıca, aşağıdaki tanım geçerli olacaktır:
 - (1) “bağlayan İSİ”, iletim sistemine bir KDSİ/DSİ ağının doğrudan veya dolaylı olarak bağlı olduğu bir İSİ anlamına gelmektedir.
2. Bu Yöntemin şebeke elemanlarına atıfta bulunduğu durumlarda, Yüksek Gerilim Doğru Akım (HVDC) sistemlerini içermektedir.
3. İlgili tüm İSİ'ler iki veya daha fazla kesinti koordinasyonu bölgesini tek bir kesinti koordinasyonu bölgesi şeklinde birleştirmek konusunda anlaşmaya varmadığı sürece, Kesinti Koordinasyonu Bölgesinin Kapasite Hesaplama Bölgesine eşit olduğu kabul edilecektir.
4. “CGM”, “ortak şebeke modeli” anlamına gelmektedir, “ENTSO-E”, “Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri Ağı” anlamına gelmektedir. “RSC” ise, “bölgesel güvenlik koordinatörü” anlamına gelmektedir.

BAŞLIK 2

İlgili varlıkların belirlenmesi

Madde 3

Etki hesaplama yöntemi

1. Etki hesaplama yöntemi aşağıdaki özelliklere sahiptir:
 - (a) Bir şebeke elemanı, bir elektrik üretim modülü, bir İSİ'ye bağlı bir talep tesisi veya bir başka iletim ağı elemanının elektrik akışı veya gerilimi üzerindeki İletim-bağlantılı DSİ /KDSİ şebekesi olabilecek olan bir şebeke elemanının eksikliğinin etkisini karakterize edebilir.
 - (b) SO Tüzüğü'nün 67. Maddesine göre geliştirilen yıl öncesi ortak şebeke modelleri üzerinde uygulanabilir;
 - (c) Etki bağıl veya mutlak elektrik akışı veya gerilim değişimi değerine göre karakterize edilir ve sonuç eşiklerle karşılaştırılabilir.
2. Her bir İSİ, Ek I'de verilen etki hesaplama yöntemini, İSİ'nin kontrol alanı dışında bulunan ve bir iletim sistemine bağlı olan talep tesislerinin, elektrik üretim modüllerinin, şebeke elemanlarının ve kendi kontrol alanındaki şebeke elemanlarının üzerindeki elektrik akış etkisi faktörlerinin hesaplanması için uygulayacaktır.
3. Hesaplama için kullanılan CGM'lerde modellenmiş olmaları şartıyla, her bir İSİ, Ek I'de verilmiş olan etki hesaplama yöntemini, kendi kontrol alanı dışında bulunan iletim-bağlantılı DSİ /KDSİ ağlarına bağlı olan talep tesislerinin, elektrik üretim modüllerinin, şebeke elemanlarının ve kendi kontrol alanındaki şebeke elemanlarının üzerindeki elektrik akış etkisi faktörlerinin hesaplanması için uygulayacaktır.
4. Elektrik akış etkisi faktörlerinin, İSİ'nin kontrol alanında önemli gerilim değişimlerine neden olabilen şebeke elemanlarını, elektrik üretim modüllerini ve talep tesislerini yeterli şekilde kapsamadığı durumda, söz konusu İSİ ilgili varlıklar teklifinin belirlenmesi için gerilim etki faktörlerini kullanma hakkına sahip olacaktır.
5. 4. paragraf uyarınca uygulanabilir olan hallerde, her bir İSİ, etkilenen İSİ'leri gerilim etki faktörlerinin hesaplanması kararı hakkında bilgilendirecek ve Ek I'de verilmiş olan etki hesaplama yöntemini kendi kontrol alanı dışında bulunan ve bir iletim sistemine bağlı olan talep tesisleri, elektrik üretim modülleri, şebeke elemanlarının ve kendi kontrol alanındaki şebeke elemanlarının üzerindeki bu faktörlerin hesaplanması için uygulayacaktır.
6. 4. paragraf uyarınca mümkün olan hallerde, her bir İSİ, Ek I'de verilmiş olan etki hesaplama yöntemini kendi kontrol alanı dışında bulunan iletim-bağlantılı DSİ /KDSİ ağlarına bağlı olan talep tesislerinin, elektrik üretim modüllerinin, şebeke elemanlarının ve kendi kontrol alanındaki şebeke elemanlarının üzerindeki gerilim etki faktörlerinin hesaplanması için uygulayacaktır. Bu İSİ iletim-bağlantılı DSİ/KDSİ ağlarının bağlı olduğu ve bu paragrafın uygulanmasından etkilenen İSİ'leri gerilim etki faktörlerinin hesaplanması kararı hakkında bilgilendirecektir.

- Her bir İSİ, doğrudan veya bir DSİ /KDSİ aracılığıyla başka bir İSİ'nin kontrol alanına bağlanan talep tesislerinin, g   üretim modüllerinin ve şebeke elemanlarının güç akışı ve/veya gerilim etki faktörlerini hesaplar ken, SO Tüzüğü'n n 67. Maddesine göre oluşturulan ortak şebeke modellerini kullanacaktır.

Madde 4

Etki değerlendirmesi için dinamik konuların olası ilgisi

- SO Tüzüğü Madde 38(1)'e h l l getirmeksizin, bir İSİ'nin iletim sisteminin güvenli bir şekilde işletimini sağlamak için SO Tüzüğü'n n 38(6)(b). Maddesi veya 38(6)(c). Maddesini uygulaması gerektiğinde, bu İSİ, bir iletim sistemine bağlı olan ve kontrol alanlarının dışında bulunan talep tesislerinin, g   üretim modüllerinin ve şebeke elemanlarının bağlantı durumunun ve elektrik değerlerinin (gerilimler, g   akışları, rotor açısı gibi) etkisini değerlendirmek amacıyla dinamik çalışmaları kullanmak için ilgili İSİ'nin desteğini talep etme hakkına sahip olacaktır. Böyle bir durumda, bu İSİ ve ilgili İSİ'ler değerlendirme için kullanılacak olan modelleri, çalışmaları ve kriterleri tanımlayacak ve düzenleyici makamlarını ve ilgili RSC(leri)i bu anlaşmaları konusunda bilgilendirecektir. Bu modeller, çalışmalar ve kriterler, SO Tüzüğü'nün 38. veya 39. Maddesinin uygulanmasında geliştirilenlerle tutarlı olacaktır.
- Bir İSİ'nin iletim sisteminin güvenli bir şekilde işletilmesini sağlamak için SO Tüzüğü'n n 38(6)(b). Maddesi veya 38(6)(c). Maddesini uygulaması gerektiğinde, bu İSİ, diğer İSİ'lere bağlı iletim-bağlantılı DSİ/KDSİ şebekelerinde yer alan talep tesislerinin, g   üretim modüllerinin ve şebeke elemanlarının bağlantı durumunun ve elektrik değerlerinin (gerilimler, g   akışları, rotor açısı gibi) etkisini değerlendirmek amacıyla dinamik çalışmalar kullanılması konusunda ilgili İSİ'lerin desteğini istemek hakkına sahip olacaktır. Bu durumda, hesaplamayı yapan İSİ, iletim-bağlantılı DSİ/KDSİ'lerin bağlı olduğu İSİ'leri bu karar hakkında bilgilendirecek ve SO Tüzüğü'nün 38. veya 39. Maddesinin uygulanmasında geliştirilenlerle uyumlu modeller, çalışmalar ve kriterler kullanacaktır.
- İletim-bağlantılı DSİ/KDSİ'lerin bağlı olduğu ve 2. paragrafın uygulanmasından etkilenen her bir İSİ, bu iletim-bağlantılı DSİ/KDSİ'leri ve bu DSİ/KDSİ'lere bağlı olan ilgili SGU'ları etkilerinin değerlendirilmesi için dinamik çalışmaların kullanılması kararı konusunda bilgilendirecek ve bu DSİ/KDSİ'lerden ve SGU'lardan karşılık gelen teknik parametreleri ve verileri isteme hakkına sahip olacaktır, ancak bu isteğin dinamik çalışmanın gerekleriyle orantılı olması gerekir.
3. paragraf uyarınca istendiğinde, bağlanan İSİ'nin kendi sistemlerinin gerekli bölümünün SO Tüzüğü'nün 38 veya 39. Maddelerinin uygulanmasında geliştirilen modellere dâhil edilmesini sağlamak üzere, her bir iletim-bağlantılı DSİ/KDSİ ve her bir SGU isteğin alınmasını takip eden üç ay içerisinde tek bir uyumlu veri seti sağlayacaktır.
- İletim-bağlantılı DSİ/KDSİ'lerin bağlı olduğu ve 2. Paragrafın uygulanmasından etkilenen her bir İSİ gerçekleştirilen çalışmaların sonuçlarını söz konusu iletim-bağlantılı DSİ/KDSİ'ler ve etkilenen SGU'lar ile paylaşacaktır.

Kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin yöntem

6. 2. paragrafın uygulanmasında bir veya daha fazla elemanın tanımlanması durumunda, dinamik çalışmaları gerçekleştiren İSİ ve iletim-bağlantılı DSİ/KDSİ'lerin bağlı olduğu İSİ'ler, bu sonucu destekleyen gerekçelerle birlikte tanımlanan elemanları düzenleyici makamlarına ve ilgili RSC(leri)e bildireceklerdir.

Madde 5

Kesinti Koordinasyonu için ilgili varlıkların tanımlanması

- Her bir İSİ, 3. Madde ve uygun olduğu durumlarda 4. Madde, ve aşağıdaki paragraflar uyarınca ilgili varlıklara ilişkin önerisini tanımlayacaktır.
- Her bir İSİ, Ek I'de listelenmiş olan ve paragraf 1'in uygulanmasında ilgili varlıklara ilişkin teklifinin belirlenmesinde kullanacağı ilgili eşik aralığı içindeki eşik değerlerini seçecektir. Eşik değerleri, etkisi bu İSİ tarafından değerlendirilen şebeke elemanına bakılmaksızın aynı olacaktır. Her bir İSİ, paragraf 1'in uygulanması ile bu eşik değerlerini zamanında RSC(ler)in eve ENTSO-E'ye bildirecektir. ENTSO-E bu eşik değerlerini toplayacak ve bunları en az yılda bir kez web sitesinde yayınlayacaktır.
- Her bir İSİ, ilgili varlık teklifine aşağıdakileri dâhil edecektir:
 2. paragraf uyarınca seçilen ilgili varlık eşik değerlerinden daha büyük bir etki faktörüne sahip olan, kendi kontrol alanı dışında bulunan tüm iletim şebekesi elemanları;
 - Bir başka İSİ'nin kontrol alanına bağlı olan bir İletim-bağlantılı DSİ/KDSİ'nin 2. paragraf uyarınca seçilen ilgili varlık eşik değerlerinden daha büyük bir etki faktörüne sahip olan tüm şebeke elemanları;
 - İlgili hallerde 4(1). Madde ve 4(2). Maddenin uygulanmasında tanımlanan elemanlar;
 - Bu İSİ'nin kontrol alanını bir başka İSİ'nin kontrol alanına bağlayan tüm şebeke elemanları;
 - Kendi kontrol alanı dışında bulunan ve SGU olan ve en az bir etki faktörü 2. paragraf uyarınca seçilen karşılık gelen ilgili varlık eşik değerlerinden yüksek olan tüm Tip D elektrik üretim modülleri ve tüm talep tesisleri. İSİ bu elemanları 100 MW'ın üzerindekiyle sınırlandırma hakkına sahip olacaktır.
- Her bir İSİ, bir parçası olduğu kesinti koordinasyonu bölgesinin diğer İSİ'leri ile koordinasyon içerisinde, ilgili varlıklar teklifine aşağıdakileri de dâhil etme hakkına sahip olacaktır:
 - Kontrol alanı dışında bulunan ve herhangi bir belirli malzeme veya sistem nedeniyle eş zamanlı olarak devre harici olması gerekebilecek olan ve kontrol alanının sistem güvenliğini tehdit edebilecek olan birden fazla şebeke elemanının kombinasyonları;
 - Kontrol alanı dışında bulunan, devre harici olması eş zamanlı bölgeler arasında HVDC sistemlerin işletilmesi üzerinde etki yaratabilecek olan şebeke elemanları;

Kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin yöntem

- (c) Kontrol alanı dışında bulunan ve devre harici olması kontrol alanının işletilmesi üzerinde kararlılık, koruma fonksiyonları, kısa devre değerlendirmesi gibi bir etkiye sahip olabilecek olan şebeke elemanları.
5. Bu yöntemin onaylanmasından sonraki üç ay içerisinde, ve bundan sonra gerekli olduğunda, bir kesinti koordinasyonu bölgesinin tüm İSİ'leri söz konusu kesinti koordinasyonu bölgesinde koordine edilecek olan ilgili varlıkların ortak listesini tanımlayacaktır. Bu liste kesinti koordinasyonu bölgesinin İSİ'leri arasındaki ortak bir anlaşma ile hariç tutulan elemanlar hariç olmak üzere, söz konusu kesinti koordinasyonu bölgesine ait olan en az bir İSİ tarafından paragraf 3 ve 4'e göre ilgili varlık olarak teklif edilen şebeke elemanları, elektrik üretim modülleri ve talep tesisleri olan ve söz konusu kesinti koordinasyonu bölgesine ait bir İSİ kontrol alanında yer alan tüm elemanları içerecektir.
 6. Bir kesinti koordinasyonu bölgesinin tüm İSİ'leri 5. paragraf uyarınca tanımlanmış olan listeyi ilgili kesinti koordinasyonu bölgesi için CACM Tüzüğü uyarınca tanımlanmış kritik şebeke elemanları ile tamamlayacaktır, ancak bunların kritik şebeke elemanı durumunun tüm yıl boyunca yeterince kararlı olması gerekmektedir.
 7. 8. paragraf uyarınca ve SO Tüzüğü'nün 86(1). ve 88(1). Maddeleri uyarınca iki zorunlu uygunluk değerlendirmesi arasındaki ilgili varlık listeleri güncellemesi şebeke yapısında veya üretim modüllerinde ve talep tesislerinde beklenen veya meydana gelen ilgili değişikliklere ilişkin yeni bilgilere göre nitel temelde gerçekleştirilebilir.
 8. Her bir kesinti koordinasyonu bölgesinin tüm İSİ'leri, 1. ila 6. paragrafa göre, ilk değerlendirmeden sonra her üç yılda bir kesinti koordinasyonu için harici şebeke elemanlarının, elektrik üretim modüllerinin ve talep tesislerinin uygunluğunu birlikte yeniden değerlendirecektir.
 9. İki zorunlu uygunluk değerlendirmesi arasında devreye alınan elemanların kesinti koordinasyonu için değerlendirme 8. paragrafa uyarınca nitel bir şekilde yapılabilir.
 10. İlgili varlık listesinde yer alan bir elemanın sahibi bu tür bir yaklaşımı nitel bir temelde kabul etmezse, İSİ'ler 3. Madde ve uygun olduğu durumlarda 4. Madde uyarınca, söz konusu elemanların kesinti koordinasyonu ile ilgisinin belirlenmesi için etki hesaplama yöntemini kullanacaklardır.

Madde 6

Uygulama Programı

1. Mevcut yöntemin onaylanması üzerine, her bir İSİ, SO Tüzüğü'nün 8(1) Maddesine uygun olarak bu yöntemi internet üzerinde yayınlacaktır.

Madde 7

Dil

1. Bu Yöntemin referans dili İngilizce olacaktır. Şüpheye mahal vermemek adına, İSİ'lerin bu teklifi kendi ulusal dil(ler)ine tercüme etmesi gerektiğinde, SO Tüzüğü'nün 8(1). Maddesi uyarınca İSİ'ler tarafından yayınlanmış olan İngilizce versiyonu ile diğer bir dildeki herhangi bir versiyon arasında tutarsızlıklar

Kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin yöntem

olması halinde, ilgili İSİ'ler, ulusal mevzuata uygun olarak, ilgili ulusal düzenleyici kurumlara teklifin güncellenmiş bir tercümesini sağlayacaktır.

Ek I

AI.1 Etki eşiği

Güç akışı etki faktörü, iki temel faktör hesaplanarak değerlendirilmektedir: güç akışı tanımlama etki faktörü ve güç akışı filtreleme etki faktörü. Bu faktörler AI.2'de tanımlanmıştır.

Eleman seti	Güç akışı tanımlama etki eşiği	Güç akışı filtreleme etki eşiği	Gerilim etkisi eşiği
İlgili varlık	%15 – 25	%3 - 5	0.03 – 0.05 pu

AI.2 Etki Hesaplama Yöntemi

İSİ'nin kontrol alanı dışında bulunan elemanların kontrol alanı üzerindeki etkisinin hesaplanması için, aşağıdaki tanımlar yapılmıştır:

- t elemanı İSİ'nin kontrol alanı içinde bağlanan ve İSİ'nin kontrol alanı dışındaki bir sistem elemanından etkilenen bir şebeke elemanıdır;
- r elemanı İSİ'nin kontrol alanı dışında bağlanan ve etkisi değerlendirilen bir şebeke elemanı, elektrik üretim modülü veya talep tesisi elemanıdır
- i elemanları, İSİ'nin kontrol alanı içinde ya da İSİ'nin kontrol alanı dışında bağlanan ve planlanmış (veya zorunlu) kesintileri temsil etmek üzere bağlantısı kesilen şebeke elemanlarıdır.

AI.2.1 Güç akışı etki faktörü

AI.2.1.1 Şebeke elemanları

Bir şebeke elemanının etkisi (r) her bir İSİ tarafından aşağıdaki formüller kullanılarak değerlendirilecektir:

$$IF_r^{pf,id}(\text{in } \%) = \text{MAX}_{\forall i \in I, \forall s, \forall t \in T} \left(\frac{P_{s,n-i-r}^t - P_{s,n-i}^t}{P_{s,n-i}^t} \cdot \frac{PATL^{s,r}}{PATL^{s,t}} \cdot 100 \right)$$

$$IF_r^{pf,f}(\text{in } \%) = \text{MAX}_{\forall i \in I, \forall s, \forall t \in T} \left(\frac{P_{s,n-i-r}^t - P_{s,n-i}^t}{P_{s,n-i}^t} \cdot 100 \right)$$

Kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin yöntem

Burada

$IF_r^{pf,id}$: İSİ'nin kontrol alanındaki bir r şebeke elemanının güç akışı tanımlama etki faktörü; PATL değerlerindeki farklılıkların neden olduğu olası etkileri hesaba katmak için faktör normalize edilmektedir;

$IF_r^{pf,f}$: İSİ'nin kontrol alanındaki bir r şebeke elemanının güç akışı filtreleme etki faktörü; bu faktör normalize edilmemektedir;

s: Senaryolar. Farklı senaryolardaki HVDC sistemlerinin ve PST'lerin ayarlarının, senaryoları / CGM'leri geliştirme süreci bağlamında, uyumlu bir şekilde, hâlihazırda tanımlanmış olduğu varsayılmaktadır;

t: Aktif güç farkının gözlemlendiği İSİ'nin kontrol alanı içinde bağlanan şebeke elemanıdır;

T: İSİ'nin kontrol alanında bağlanan, CGM'nin bir parçası olan ve değerlendirmenin gerçekleştirildiği şebeke elemanları setidir;

i: Formülü değerlendirirken ağ ile bağlantısı kesilmiş olarak kabul edilen, İSİ'nin kontrol alanında veya İSİ'nin kontrol alanının dışında (r ve t elemanlarından farklı olarak) bağlanan şebeke elemanıdır;

I: İSİ'nin kontrol alanında veya İSİ'nin kontrol alanının dışında bağlanan, şebeke modelinde modellenen, değerlendirmede olası kesintisi dikkate alınması gereken şebeke elemanları setidir;

r: Güç akışı etki faktörü değerlendirilen ve İSİ'nin kontrol alanının dışında bağlanan şebeke elemanıdır;

R: İSİ'nin değerlendirilecek olan kontrol alanının dışında bağlanan şebeke elemanları setidir;

P_{n-i}^t : r şebeke elemanı şebekeye bağlıken ve i şebeke elemanının şebeke ile bağlantısı kesilmişken r şebeke elemanından geçen aktif güç akışıdır;

P_{n-i}^r : i şebeke elemanının şebeke ile bağlantısının kesilmiş olduğu göz önünde bulundurularak, şebekeye bağlandığında, r şebeke elemanından geçen aktif güç akışıdır;

P_{n-i-r}^t : i şebeke elemanı ve r şebeke elemanının şebeke ile bağlantısı kesilmişken, t şebeke elemanından geçen aktif güç akışıdır;

$PATL^{s,t}$: Kalıcı Olarak Kabul Edilebilir İletim Yükleme, t şebeke elemanı tarafından s senaryosunda sınırsız bir süre için kabul edilebilen MVA veya MW cinsinden yüklemidir;

$PATL^{s,r}$: Kalıcı Olarak Kabul Edilebilir İletim Yükleme, r şebeke elemanı tarafından s senaryosunda sınırsız bir süre için kabul edilebilen MVA veya MW cinsinden yüklemidir.

NB: Bir senkron bölge içerisinde yapılması gereken hesaplamalardır. Prensip olarak, r ve t aynı senkron bölge içerisinde olmadığında $IF_r^{pf,id}$ ve $IF_r^{pf,f}$ 0'a eşittir.

Formüller, R setine ait her bir r şebeke elemanı için, değerlendirmenin gerçekleştirildiği İSİ'nin kontrol alanındaki her t şebeke elemanı üzerindeki etkisini değerlendirerek ve olası kesintileri (i şebeke elemanı) dikkate alarak uygulanmalıdır.

Belirli bir senkron alana bağlanan bir elemanın, farklı bir senkron alana bağlı başka bir eleman üzerindeki etki faktörü, 0'a eşit olacaktır. Senkron bir alan içindeki HVDC bağlantılarının kesintileri, AC elemanlarının kesintileri olarak değerlendirilecektir.

Her bir İSİ aşağıdaki koşullar eş zamanlı olarak karşılandığında ilgili varlıklar teklifi için seçilmiş olan bir “r” elemanını sınıflandıracaktır:

Güç akışı tanımlama etki faktörü > Seçilen –eşik 1

Güç akışı filtreleme etki faktörü > Seçilen –eşik2

Burada Seçilen-eşik1 ve Seçilen-eşik2, yukarıda AI.1’de verilen aralıklar içinden İSİ tarafından özel olarak seçilmektedir.

AI.2.1.2 Önemli Şebeke Kullanıcıları

Üretim modülleri ve talep tesisleri için elektrik akışı etki faktörü şebeke elemanları için kabul edilenle aynı formül kullanılarak ve bunlar r elemanı olarak kabul edilerek, aşağıdakiler varsayılmak suretiyle hesaplanabilir:

P_{n-i}^t : r üretim modülü veya talep tesisi (İSİ’nin kontrol alanı dışında bulunan) şebekeye bağlıyken ve i şebeke elemanının şebeke ile bağlantısı kesilmişken, t şebeke elemanından geçen aktif güç akışıdır

P_{n-i}^r : i şebeke elemanının şebeke ile bağlantısının kesilmiş olduğu göz önünde bulundurularak, şebekeye bağlı olduğunda aktif elektrik beslemesidir (üretim modülü tarafından üretilen veya r talep tesisi tarafından tüketilen)

P_{n-i-r}^t : r üretim modülü veya talep tesisi ve i şebeke elemanı ile şebeke bağlantısı kesilmişken, t şebeke elemanından geçen aktif güç akışıdır

$PATL^{s,t}$: Kalıcı olarak Kabul Edilebilir İletim Yükleme, t şebeke elemanı tarafından s senaryosunda sınırsız bir süre için kabul edilebilen MVA veya MW cinsinden yüklemidir.

$PATL^{s,r}$: s senaryosunda r üretim modülü veya talep tesisinin MW veya MVA cinsinden tesis edilmiş kapasitesidir.

Şebeke elemanlarının aksine, bir üretim modülünün veya talep tesisinin kesintisi üretim ve talep arasında bir dengesizliğe yol açar. Üretim ile bir üretim modülünün/ talep tesisinin planlanmış bir kesinti durumunun yükü arasındaki denge üzerindeki etki bir kısıtın etkisinden farklıdır. İlk durumda, piyasa kuralları bir denge eşitlemesi sağlayacak, emre amade olmayan üretim diğer yerel üniteler tarafından veya ithalat yoluyla kompanse edilecektir. İkinci durumda ise, denge rezerv aktivasyonu ile sağlanacaktır. Bu farklılıklar aynı elemanın planlanmış kesinti durumu ve servis harici olma arasında şebeke güvenliği üzerinde farklı etkilere yol açabilir. Sonuç olarak, üretim modüllerinin ve talep tesislerinin kesinti koordinasyonu ile ilgisinin değerlendirilmesine ilişkin etki faktörleri, P_{n-i-r}^t hesaplanırken jeneratörün/ talep tesisinin bulunduğu kontrol alanının veya kontrol blokunun net dengesinin tekrar sağlanması yoluyla hesaplanabilir. Söz konusu tekrar sağlama işlemi halihazırda İSİ’nin kontrol alanı veya kontrol blokunda aktive edilmiş olan sevk edilebilir jeneratörler için orantılı bir yaklaşıma göre gerçekleştirilecektir.

AI.2.2 Gerilim etki faktörü

Bir İSİ'nin ilgili varlıklar teklifinin belirlenmesinde gerilim etkisi faktörlerini kullanmaya karar vermesi durumunda, bir r elemanın etkisi aşağıdaki formül kullanılarak değerlendirilecektir:

$$IF_r^v = MAX_{\forall s, \forall m (m \in M)} \left(\left| \frac{V_{s,n-1}^{m,r} - V_{s,n}^m}{V_{baz}^m} \right| \right)$$

Burada:

IF_r^v : Bir r şebeke elemanının, elektrik üretim modülünün veya talep tesisinin İSİ'nin kontrol alanına ait bir m bağlantı noktasındaki gerilim etki faktörüdür;

s: Senaryolar. Farklı senaryolardaki HVDC sistemlerinin ve PST'lerin ayarlarının, senaryoları / CGM'leri geliştirme süreci bağlamında, uyumlu bir şekilde, hâlihazırda tanımlanmış olduğu varsayılmaktadır;

r: İSİ'nin kontrol alanı dışında bulunan ve gerilim etki faktörü değerlendirilen şebeke elemanı, elektrik üreten modül veya talep tesisidir;

R: İSİ'nin değerlendirilecek olan kontrol alanı dışında bulunan elemanlar setidir

$V_{s,n-1}^{m,r}$: r elemanının şebeke bağlantısı kesilmişken m bağlantı noktasındaki gerilimdir

$V_{s,n}^m$: r elemanı şebekeye bağlanmışken m bağlantı noktasındaki gerilimdir

V_{baz}^m : m bağlantı noktasındaki nominal gerilimdir

Formüller, R setine ait her bir r şebeke elemanı için, İSİ'nin kontrol alanındaki her n bağlantı noktası üzerindeki etkisi değerlendirilerek uygulanmalıdır. Bir r şebeke elemanının gerilim etki faktörü, önceki hesaplamaların maksimum değeridir.

Bu nedenle, gerilim üzerindeki etki faktörü, herhangi bir senaryoda bir r şebeke elemanının kesintisinden kaynaklanan herhangi bir dâhili m bağlantı noktasındaki maksimum Gerilim Sapmasıdır. Basitleştirmek amacıyla, gerilim ünite başına ifade edilmektedir. Akışların etkisinin aksine, bir şebeke elemanının gerilim üzerindeki etkisi büyük ölçüde yük / üretim modeline, yani incelenen senaryolardaki şebeke elemanının aktif ve reaktif yüküne bağlıdır.

Bir İSİ'nin gerilim etki faktörlerini kullanmayı planladığı durumlarda, aşağıdaki koşul sağlandığında, İSİ ilgili varlıklar teklifi için seçilen bir "r" elemanını sınıflandıracaktır:

Gerilim etki faktörü > Seçilen eşik

Burada, Seçilen eşik, yukarıda AI.1'de verilen aralıklar içinden İSİ tarafından özel olarak seçilmektedir.

RAOCM hakkında ACER kararı: Ek II

Kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin bir yöntem teklifi değişiklikleri hakkında kamuoyu görüşünün alınmasına verilen yanıtların değerlendirilmesi

1 Giriş

14 Eylül 2018 tarihinde, tüm iletim sistemi işletmecileri (“İSİ’ler”) “2 Ağustos 2017 tarihli ve (AB) 2017/1485 sayılı Komisyon Tüzüğü’nün 84. Maddesi uyarınca kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin yöntem” teklifini (burada bundan böyle “Teklif” olarak anılacaktır) sunmuştur. Son düzenleyici kurum Teklifi 1 Ekim 2018 tarihinde almıştır.

Tüm düzenleyici kurumlara, Ajanstan elektrik iletim sistemi işletimine ilişkin bir kılavuz oluşturan 2 Ağustos 2017 tarihli ve (AB) 2017/1485 sayılı Komisyon Tüzüğü’nün (“SO Tüzüğü”) 84. Maddesine uygun olarak Teklif hakkında bir karar vermesini istemek konusunda oybirliği ile anlaşmaya varmıştır. SO Tüzüğü’nün 6(8). Maddesi uyarınca, tüm düzenleyici kurumlar Teklifi bir karar alınmak üzere Ajansa taşımıştır. Bilgiye dayanan bir karar alınması için, Ajans 25 Ocak 2019 tarihinde bir kamuoyu görüşü alma süreci başlatmış ve tüm ilgili tarafları Teklifteki potansiyel değişiklikler konusunda görüşlerini ifade etmeye davet etmiştir. Yorumlar için kapanış tarihi 18 Şubat 2019’dur.

Daha belirgin olarak, kamuoyu görüşü alınması sürecinde paydaşlar kesinti koordinasyonu için varlıkların uygunluğunun değerlendirilmesine ilişkin yöntemin (“RAOCM”) aşağıdaki yönleri üzerinde yorum yapmaya davet edilmiştir:

- (i) Uygulama zaman çizelgesi;
- (ii) RAOCM ile ilgili diğer yorumlar.

2 Yanıtlar

Fikir alışverişi süresi sonunda Ajans beş¹ muhataptan yanıtlar almıştır.

¹ Bir muhatap gizli işlem görmek istemiştir. Bu nedenle, muhatapın yanıtları bu ekin kapsamı dışındadır.

Bu değerlendirme çalışması tüm alınan yorumları ve bunlara verilen yanıtları özetlemektedir. Aşağıdaki tablo fikir alışverişindeki sorulara göre organize edilmiştir ve muhataplardan alınan görüşleri ve bunun yanı sıra paydaşların bu yorumlarının ne ölçüde dikkate alındığını açıklığa kavuşturan Ajansın yanıtını göstermektedir.

Muhatapların görüşleri	ACER görüşleri
Soru 1: Lütfen Ajansın, RAOCM Madde 5(8)'de sistem elemanlarının uygunluğunu yeniden değerlendirme süresini 3 yıla düşürme teklifini yorumlayınız. <i>(Ajans tarafından ilk görüşler: RAOCM Madde 5(8)'de İSİ'ler, her bir kesinti koordinasyon bölgesindeki tüm İSİ'ler için, ilk değerlendirmeden sonra en az 5 yılda bir. Madde 5'in 1 ila 6. paragrafları uyarınca kesinti koordinasyonu için talep tesislerinin, güç üretim modüllerinin ve harici şebeke elemanlarının uygunluğunu ortaklaşa yeniden değerlendirmeyi teklif etmektedir.</i> <i>Ajans, üretimin merkezden uzaklaşması ve depolama birimlerinin penetrasyonundaki hızlı artış ile başa çıkabilmek için sistem elemanlarının kesinti koordinasyonu için uygunluğunu yeniden değerlendirmek için bu süreyi 3 yıla indirmeyi değerlendirmektedir.)</i>	
Beş muhatap bu soruya yanıt vermiştir.	
Üç katılımcı, Ajansın yaklaşımını ve önerisini tam olarak desteklemektedir (E.DSO, BDEW ve Eurelectric). Bir muhatap (ENTSO-E) böyle bir indirimi kabul edebilir, ancak katma değeri görmemektedir: İSİ'ler, RAOCM tekliflerine göre, verimlilik sebebiyle ve orantısız yük görevinden kaçınmak için, ilgili varlık listesinin her yıl yeniden değerlendirileceğinin, ancak yalnızca niteliksel olarak yapılacağına altını çizmektedir. Bununla birlikte, uzun vadede niteliksel bir yaklaşım kabul edilemez; bu nedenle zorunlu hesaplamanın her beş yılda bir yapılması önerilmiştir; ek olarak, bir İSİ tarafından niteliksel olarak ilgili bir varlık olarak tanımlanacak olan yeni bir varlığın sahibi, belirli varlığı için bir hesaplama gerektirebilir. <i>İSİ'ler, bu kuralların, elektrik sisteminin gelişim hızına uygun olduğuna inanmaktadır. Bu sürenin azaltılması kabul edilebilir ancak anlamlı değildir.</i>	Ajans, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun geliştirilmesinden kaynaklanan enterkonnekte iletim sisteminin davranışındaki değişikliklerle başa çıkabilmek için sistem elemanlarının kesinti koordinasyonu için uygunluğunu yeniden değerlendirme süresini 3 yıla düşürme konusunda muhatapların çoğunluğu ile mutabıktır.

Muhatapların görüşleri	ACER görüşleri
Ayrıca, İSİ'ler, küçük depolama birimlerinin (yani, büyük bir jeneratörle aynı etkiye sahip olan büyük hidro-pompa tesisatları hariç olmak üzere) veya merkezi olmayan üretimin, tam da münferiden oldukça küçük olmaları ve dağılık olmaları sebebiyle, RAOCM teklifinde tanımlanan etki faktörü eşikleri aralıkları ile kesinti koordinasyonu için “ilgili varlıklar” olarak ele alınacağına inanmamaktadır. Bu nedenle, olası gelişimleri ve şebekeye bağlantıları, niteliksel bir yaklaşım için izin verilen dönemselliğin azaltılmasını gerektirecektir. Destekleyici Belge sayfa 21, “İlgili Varlık Listesinin Güncellenmesi” bendinde ek açıklamalar verilmiştir.	
Bir muhatap (EDF), daha düzenli olarak nicel bir yeniden değerlendirme yapılmasını tercih etmektedir: ‘Sistem elemanlarının uygunluğunun yeniden değerlendirilmesi, ya yeni elemanlar eklemek ya da diğerlerini ilgili varlıklar listesinden çıkarmak için düzenli olarak yapılmalıdır. Yeniden değerlendirme sıklığı, üreticiden en az 2 yıl önceden bir planlama yapmasını isteyen SOGL'nin 93. Maddesine uygun olmalıdır. Her durumda, ilgili varlığa yakın yeni şebeke elemanlarının devreye alınması, mantıksal olarak yeniden değerlendirme döneminin bitiminden önce varlıkların uygunluğunu yeniden değerlendirmeye yol açmalıdır.	Ajans, sistem öğelerinin uygunluğunu nicel bir yaklaşımla her 3 yılda bir düzenli olarak yeniden değerlendirmeyi kabul etmemektedir. Nicel yaklaşımın yanı sıra, İSİ'ler yıllık bazda nitel bir değerlendirme kullanacaktır ve ilgili varlıkların sahipleri gerekli olduğunu düşünürlerse bir hesaplama talep edebilecektir.
Soru 2: Lütfen CSAM veya RAOCM hakkında daha fazla yorum yapınız. Gerekli olması durumunda lütfen ilgili herhangi bir maddeye atıfta bulunduğunuzdan emin olunuz.	
Bir katılımcı (EDF), hem CSAM hem de RAOCM ile ilgili yorumlarda bulunmuştur: 'EDF, CSAM teklifinin Ek I'inde kullanılan eşiklerin aralıklarını azaltma ihtiyacı konusunda hemfikiridir. Bu azaltma, ayrımcılık riskinin sınırlandırılmasına yardımcı olacaktır. Bir eşğin seçimi öncelikle İSİ'nin deneyimine dayanmalıdır. Bu yöntemlerin kullanımı, mevcut uygulamalarda dramatik değişikliklere yol açmamalı ve senaryolar değişikçe iyileştirmeler kademeli olarak gerçekleştirilmelidir. Dolayısıyla ilk adım, bugün İSİ'ler arasındaki koordinasyonun nasıl gerçekleştiğini yansıtmak için aralıkları uygun şekilde ayarlamaktır. '	Kurumun, SO Tüzüğü'nün 75. Maddesi uyarınca işletme güvenliği analizini koordine etme yöntemine ('CSAM') ilişkin yanıtları, CSAM hakkındaki Kararın Ek II'sinde listelenmiştir.

Muhatapların görüşleri	ACER görüşleri
<i>'EDF, RAOCM Ek 1'de kullanılan aralıkların da aynı şekilde azaltılmasını istemektedir. RAOCM, İSİ'ler arasında daha yoğun bir koordinasyona ihtiyaç duyan ilgili varlıkları tanımlayacaktır. İlgili varlıkları seçmek için ortak bir kritere veya en azından azaltılmış bir aralığa sahip olmak daha uygun olacaktır. Aksi takdirde, üreticiler arasında rekabeti etkileyebilecek bir ayrımcılık ortaya çıkacaktır. EDF'nin görüşüne göre, yöntemi uygun bir şekilde başlatmak için İSİ'ler, RAOCM'nin yalnızca faaliyetleri İSİ'ler arasında koordinasyona ihtiyaç duyan üretim birimlerini seçmesi için eşik seçmelidir. EDF, uyumsuzluklar nadir olsa da bazı varlıkların koordinasyona ihtiyaç duyduğunun farkındadır. İSİ'ler arasında hiçbir zaman koordinasyona ihtiyaç duymayan üretim birimlerinin ilgili varlıklar haline gelmesi verimsiz olacaktır. EDF, her bir İSİ tarafından bir eşik değeri seçilmesinin farklı ülkelerde aynı durum için eşit olmayan muameleye yol açıp açmayacağını merak etmektedir. Her durumda, EDF, İSİ'lerin seçimlerini gerekçelendirmelerinin önemli olduğunu düşünmektedir.</i> <i>İlgili bir güç akışı etki eşiğinin seçimine ilişkin olarak, ENTSOE, destekleyici belgesinde bunun "ilgili olmayan şebeke kesintilerinin komşu kontrol alanlarının güvenliğine müdahale etme riskini en aza indirecek kadar düşük olacağını; ve kesinti koordinasyon sürecinin zaman gereksinimleriyle uyumlu olmayan çok uzun ilgili varlık listelerinden kaçınmak için yeterince yüksek olacağını" açıklamaktadır. İlgili bir eşik seçimi, güç akışı etkisini tahmin etmek için önerilen formülde de kullanılır. Bu formül, tüm olası senaryo kombinasyonları ve bağlantısı kesilen ağ elemanları arasında maksimum varlık etkisinin hesaplanmasından oluşur. Bu durumda, çok uzun ilgili varlık listelerinden kaçınmak için yüksek bir eşik aralığı ilişkilendirilmelidir. Daha düşük bir eşik aralığı olması durumunda, nicel bir yöntem daha uygun olacaktır.'</i>	Ajans aynı fikirde değildir, çünkü önerilen aralık, İSİ'ler arasındaki kesinti koordinasyonu için heterojenliği yansıtmaktadır. Aralığın azaltılması, bir varlığın, RAOCM uygulanmadan önce kesinti koordinasyonunun bir parçası olmamasına rağmen, kesinti koordinasyon listesine dahil edilmesi durumunda, muhatabın tarif ettiği öngörülen olumsuz etkilere yol açabilir. Ayrıca, sistem işletim koordinasyonunda etkinlik ve verimliliği artırmaya yönelik her türlü birlikte çalışabilirlik konusu ve değişiklik, SO Tüzüğü'nün 17. Maddesi uyarınca ENTSO-E tarafından rapor edilecektir. Güç akışı etki eşikleri konusu, CSAM ile ilgilidir. Bu nedenle, Ajans bu yorumu, diğer paydaşların bu konudaki yorumları ile birlikte CSAM hakkındaki Kararının Ek II'sinde değerlendirmiştir.

Muhatapların görüşleri	ACER görüşleri
'CSAM ve RAOCM hakkında da, EDF, operasyonel pencereden önce ve düzeltici eylemlerin potansiyeli (maliyetli olsun ya da olmasın) güvenli operasyonu geri yüklemek için yeterli ve ekonomik olduğu sürece, N-1 kısıtlarının göz ardı edilebileceğini düşünmektedir. EDF ayrıca, "etki hesaplaması" için önerilen yöntemin daha az konservatif olması gerektiğini ve N-2 durumlarını sistematik olarak hesaba katmaması gerektiğini (hem analiz edilen varlığın kaybının hem de tüm elemanların kesintisinin simülasyonu) düşünmektedir.' 'EDF, verimli bir koordineli güvenlik değerlendirmesine olanak sağlamak için bir BT altyapısının ve sürecinin geliştirilmesi gerektiğinin farkındadır. Yöntemin tam olarak uygulanması için bir son tarih belirlemeye ek olarak, EDF, örneğin karşılıklı ticaret gibi CSA aracılığıyla değerlendirilecek basit ama nispeten verimli çözümler için daha hızlı geliştirmelerle adım adım bir yaklaşımı teşvik etmenin uygun olabileceğine inanmaktadır.'	Ajans aynı fikirde değildir. SO Tüzüğü'nün 35(4) Maddesi uyarınca, bir İSİ'nin, düzeltici eylemleri hazırlamak ve etkinleştirmek için gereken zaman dilimleri ve anahtarlama dizileri sırasında (N-1) kriterine uyması gerekmeyecektir. Bununla birlikte, SO Tüzüğü'nün 35(5) Maddesi uyarınca, bir Üye Devlet aksini belirlemedikçe, İSİ'nin kontrolünde yalnızca yerel sonuçlar olduğu sürece bir İSİ'nin (N-1) kriterine uyması olmayacaktır. Ajans aynı fikirdedir. Bu konu, örneğin karşılıklı ticaret örneği de dahil olmak üzere düzeltici eylemlere ilişkin koordinasyonu ele alan CSAM ile ilgilidir.

3 Muhatapların Listesi

Kuruluş	Türü
BDEW Federal Association of the German Energy and Water Industries (BDEW Alman Enerji ve Su Endüstrileri Federal Birliği)	Birlik
EDF SA	Enerji şirketi
E.DSO for Smart Grids (Akıllı Şebekeler için E.DSO)	Birlik
ENTSO-E	İletim Sistemi İşletmecileri Birliği
Eurelectric	Birlik