

Kritik Bağlantı: Enerji Dönüşümü için Kamu Hizmetlerini Güçlendirme – Modelleme eki

Bu ek, Bölüm 3'teki modellemeyi açıklamaktadır. *Kritik Bağlantı*kağıt. Modelleme, 2025-2060 ufku boyunca dikey olarak entegre bir kamu hizmeti için ileriye dönük analizleri içerir ve enerji geçişinin elektrik kamu hizmetlerine getirdiği zorlukları ve fırsatları gösterir. Bu ileriye dönük analizler, kağıtta Bölüm 2'de gösterilen tarihsel verilerin analizini tamamlar.

İleriye dönük analizler üç bölümden oluşuyordu:

1. Bölüm 1 (Bölüm A1): Enerji geçişi olan ve olmayan senaryolar için elektrik talebinin, kamu hizmeti teknoloji karışımının ve ilişkili kamu hizmeti ekonomik ve finansal sonuçlarının evrimini belirleyin.
2. Bölüm 2 (Bölüm A2): Enerji geçişi olan ve olmayan durumlar için, kamu hizmeti için seçilmiş zorlukları ve fırsatları değerlendirmek amacıyla farklı şokları simüle edin.
3. Bölüm 3 (Bölüm A3): Karbonsuzlaştırmanın artan maliyetlerini azaltmak için imtiyazlı finansmana olan ihtiyacı analiz edin.

A1. Şok içermeyen ileriye dönük analizler

Bu ilk adım, enerji dönüşümünün genel hedeflerinin, enerji şirketinin teknik ve ekonomik-finansal yapısını nasıl etkilediğini anlamamızı sağlar.

Varsayımlar

Enerji geçişinin olduğu ve olmadığı senaryolar yalnızca elektrik talebi (ve bunun sonucunda kamu hizmeti tarafından karşılanan elektrik tüketimi) ve kamu hizmetinin teknoloji karışımı açısından farklılık göstermektedir:

- **Elektrik talebi**
 - Geçiş olmadan: Yıllık sadece %2,5 organik büyüme
 - Geçişle: Geçişsiz senaryoda olduğu gibi organik büyümenin yanı sıra, geçişli senaryo, son kullanıcı elektrifikasyonundan (örneğin otomobiller, ısıtma, sanayi, vb.) kaynaklanan ek talebi ve artan erişimi dikkate alır.
- **Faydalı teknoloji karışımı – üretim ve depolama**
 - Geçiş olmadan: 2025-2060 dönemi için emisyon kısıtlamaları olmaksızın sistemin en düşük maliyetli optimizasyon genişlemesi
 - Geçişle: Sistemin en düşük maliyetli optimizasyon genişlemesi ile 2025-2060 dönemi için emisyon kısıtlamaları. Her yıllık emisyon kısıtlaması doğrusal olarak azalarak 2050 yılına kadar sıfıra yakın bir değere iner. Güç sisteminin iklim risklerine adaptasyonunun etkileri dikkate alınmamıştır.

¹Farklı teknolojiler için sermaye maliyetleri, işletme maliyetleri ve sermaye maliyetlerindeki beklenen azalmalar IEA Dünya Enerji Görünümü (2022) ve NREL Yıllık Teknoloji Temeli (2022) ile uyumludur. En düşük maliyetli genişleme planları, Afrika'daki varsayımsal bir temsili kamu hizmetinin güç sistemine dayanmaktadır.

2050'den sonra, her teknolojinin payının değişmediğini ve yük faktörleri ve saatlik profiller dahil talep modellerinin değişmediğini varsaydık. Her iki senaryodaki iletim ve dağıtım sistemlerinin evrimi, mühendislik değerlendirmeleri ve makul varsayımlar kullanılarak optimum üretim ve depolama genişletme planının sonuçlarının sonradan işlenmesiyle elde edildi. Geçiş senaryosu olmadan ve geçiş senaryosu ile farklı ağ genişletme planlarıyla sonuçlanan temel varsayımlar şunlardır:

- (i) konum kısıtlanmalı rüzgar ve güneş enerjisi üretimi, fosil yakıtlarla çalışan termik santrallere kıyasla yük merkezlerine ve mevcut iletim şebekesine daha uzaktır
- (ii) Geçiş senaryosunda artan elektrik erişimi, organik büyümeden kaynaklanan talebe kıyasla tüketici başına daha düşük talep ve mevcut şebekeden daha uzak mesafelerle geliyor.
- (iii) ek olarak daha yüksek yük faktörleri ve birim ağ uzunluğu başına daha yüksek talep
Geçiş senaryosunda elektrifikasyona bağlı talep, bu yeni yüklerin çoğunlukla kentsel alanlarda ve/veya mevcut şebekeye yakın olacağından artacaktır.

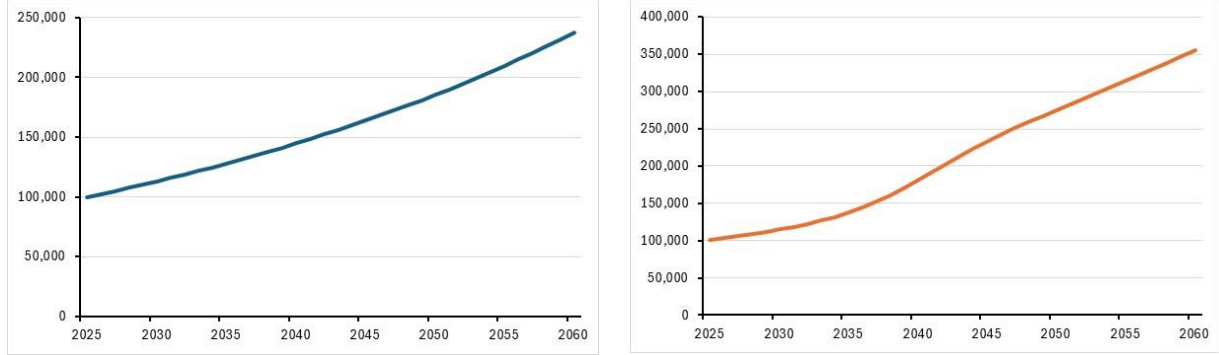
Her iki senaryoya da aynı düzenleyici ve finansal varsayımlar uygulanır:

- (i) 5 yıllık (2025-2029; 2030-2034; 2035-2039; ...) fiyat kontrol süresi olan getiri oranı düzenlemesine tabi dikey olarak entegre bir kamu hizmeti. Sonuç olarak, borç maliyeti, öz sermaye maliyeti ve ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (WACC) gibi düzenleyici parametreler her 5 yıllık fiyat kontrol süresi için sabitlenir. Kamu hizmeti, sermaye getirisi (WACC x düzenleyici varlık tabanı), amortisman ve işletme giderleri (opex) için ücretlendirilir.
- (ii) Öncelikle verimli kamu hizmeti davranışını teşvik etmeye odaklanan bir getiri oranı düzenlemesi. Sonuç olarak, işletme sermayesinin ücretlendirilmediğini varsaydık. Kamu hizmetinin makul derecede verimli olduğu ve performansının (işletmeler, farklı üretim ve depolama tesisleri için maliyetler, iletim ve dağıtım maliyeti açısından) tipik (verimli) düzenleyici kıstaslara yakın olduğu varsayılmaktadır.
- (iii) Tüm (yeni) borçların ticari olduğu varsayılır ve kamu hizmeti şirketi piyasa oranlarının altında fiyatlandırılmış diğer borç sınıflarını kullanmaz. Borcun uzun vadeli (11,7% faiz oranıyla 10 yıllık geri ödeme süresi) ve kısa vadeli (8,4% faiz oranıyla 2 yıllık geri ödeme süresi) arasında 80/20 bölündüğü varsayılır. İzin verilen azami borç hizmet karşılama oranı (EBIT'in borç hizmet maliyetlerine bölünmesi) 1,2'dir. Sermaye yapısındaki izin verilen azami borç payı %60'tır.
- (iv) Öz sermaye maliyeti, gelişmekte olan piyasalar için tipik bir ülke risk primi kullanılarak sermaye varlık fiyatlandırma modeli kullanılarak hesaplanır. Varsayılan öz sermaye maliyeti %17,0'dır.

Sonuçlar - Fiziksel özellikler

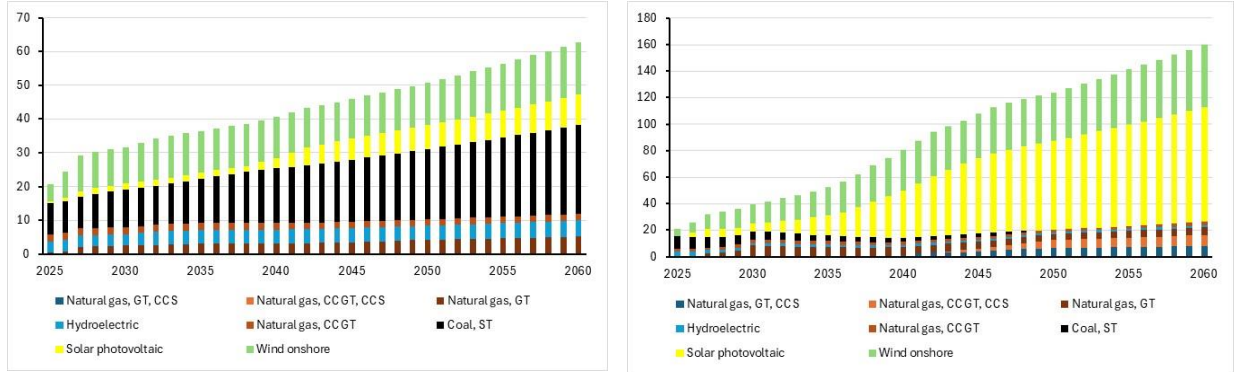
Şekil A1, enerji geçişi olan ve olmayan senaryolar için elektrik talebi tahminini (kayıplar dahil) göstermektedir. İki senaryoda talebi karşılamak için en düşük maliyetli kapasite planı Şekil A2'de gösterilmiştir. Geçiş durumunda, kamu hizmetinin şunları yapması gerekir: (i) özellikle 2035-2045 döneminde çok daha yüksek talep büyüme oranlarıyla başa çıkmak, (ii) şebekesine çok daha yüksek miktarlarda (değişken) üretim kapasitesi entegre etmek; ve (iii) azaltılmamış fosil yakıtlı santrallerden daha sermaye yoğun (maliyet yapısındaki toplam maliyetlerin bir parçası olarak daha yüksek sermaye maliyeti payı) teknolojilere, özellikle rüzgar ve

güneş fotovoltaik (PV) santralleri, ancak aynı zamanda karbon yakalama ve depolama (CCS) ile fosil yakıtlı üretim²Geçiş senaryosuyla 2050'ye kadar beklenen 1,5 katlık talep artışı, IEA Net Sıfır Emisyon (NZE) senaryosunda ve IEA Belirtilen Politikalar (STEPS) senaryosunda toplam elektrik talebinin 2050 (IEA senaryolarındaki son yıl) oranına dayanmaktadır.³ IEA STEPS senaryosu, geçişsiz senaryomuzla uyumlu olarak, asgari ek iklim eylemleri ve erişimde artışla belirtilen politikalara dayalı bir görünüm sunar. IEA NZE, 2050 yılına kadar enerji sektöründe net sıfır emisyonu ve 2030 yılına kadar evrensel erişime ve 2030'dan sonra elektrik talebinde en yüksek büyüme oranlarına doğru iddialı bir yol sunar; geçişli senaryomuzla uyumludur. NZE Senaryosu, küresel sıcaklık artışını 1,5°C ile sınırlamakla tutarlıdır (en az %50 olasılıkla).



Şekil A1: Kayıplar dahil elektrik talebi (GWh cinsinden) - enerji geçişi olmadan (sol) ve enerji geçişiyle (sağ).

Geçiş senaryosunda üretim kapasitesi (GW), rüzgar ve güneş PV'nin çoğu fosil yakıtlı santralden daha az kapasite birimi başına enerji üretmesi nedeniyle elektrik üretiminden (GWh cinsinden) bile daha yüksek oranlarda büyür. Geçiş senaryosunda (özellikle güneş PV ve rüzgar) kapasitedeki büyük büyümeye, geçiş senaryosunda sermaye harcamalarının (capex) daha yoğun olmasına katkıda bulunur.

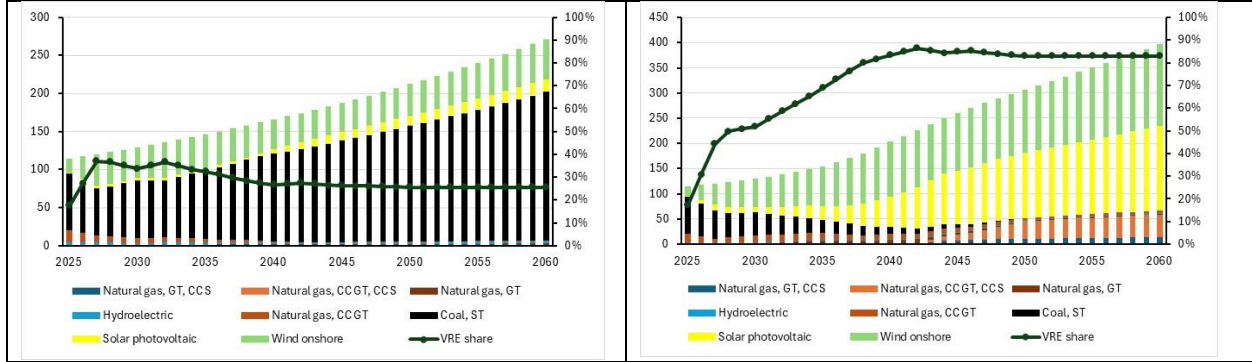


Şekil A2: Kurulu kapasite (GW cinsinden) - enerji geçişi olmadan (sol) ve enerji geçişiyle (sağ).

2Jeneratör için CCS'nin sermaye yoğunluğu teknoloji seçeneklerine ve ticari düzenlemelere bağlıdır. Santral baca gazından karbonu yakalamak için teknik seçenekler genellikle sermaye yoğunudur. Yakalanan karbonun taşınması ve depolanması üçüncü taraflarca sağlanan ve jeneratör tarafından işletme gideri olarak algılanan bir hizmet olabilir veya kamu hizmetinin kendisi tarafından geliştirilen altyapı aracılığıyla gerçekleştirilebilir. Kamu hizmetinin karbon yakalama, taşıma ve depolama için gerekli sermaye yoğun altyapıyı inşa ettiğini varsayıyoruz.

3IEA Dünya Enerji Görünümü (2023) temel alınmıştır. Her iki senaryo da 2024 - 2050 ufkunu kapsamaktadır.

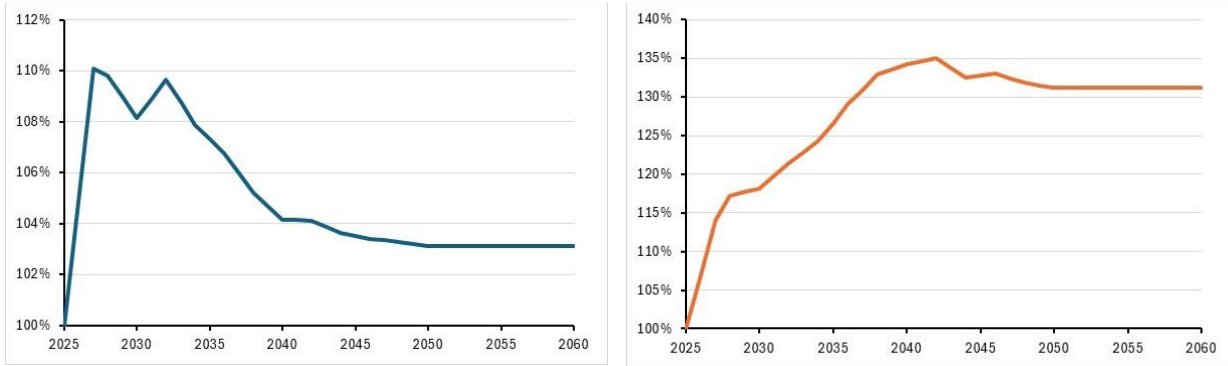
Geçiş senaryosunda, güneş ve rüzgar 2050 yılına kadar üretimin %80'inden fazlasına katkıda bulunmaktadır (Şekil A3). Sonuç olarak, geçiş senaryosunda VRE üretim yüzdesi 2025'te %17,5'ten 2050'de %83'e yükselmektedir.



Şekil A3: Üretim (GWh cinsinden; birincil eksen) ve üretim karışımındaki VRE payı (ikincil eksen) - enerji geçişi olmadan (sol) ve enerji geçişiyle (sağ).

Elektrik talebi ve üretim kalıpları şebeke faaliyetlerini şu şekilde etkiler:

- **Bulaşma:** Geçiş senaryosu için üretim karışımında rüzgar ve güneş PV'nin daha yüksek payları, talep birimi başına ortalama iletim şebekesi uzunluğu için kilometre/MWh olarak ölçülen daha yüksek değerlere yol açar (Şekil A4), bunun nedeni: (i) yüksek kaliteli güneş ve rüzgar kaynaklarının diğer üretim kaynaklarına göre yük merkezlerinden daha uzakta olduğu ve ek şebeke yedekliliği gerektirdiği varsayıldığından, yük merkezlerinden daha uzakta bulunan daha yüksek konum kısıtlatmalı üretim parselinin olması, bu da talep birimi başına şebeke uzunluğunda her artış için ortalama %15'lik bir artışa yol açar; ve (ii) iletim şebekesinin daha düşük ortalama kullanımı, rüzgar ve güneş santrallerinin daha düşük ortalama kapasite faktörleri (kurulu MW başına ortalama yıllık üretim) ve bunların değişkenliği nedeniyle, ek yapısal yedeklilik yoluyla değişken güç akışlarını karşılamak için daha fazla yatırım yapılmasına neden olur⁴.

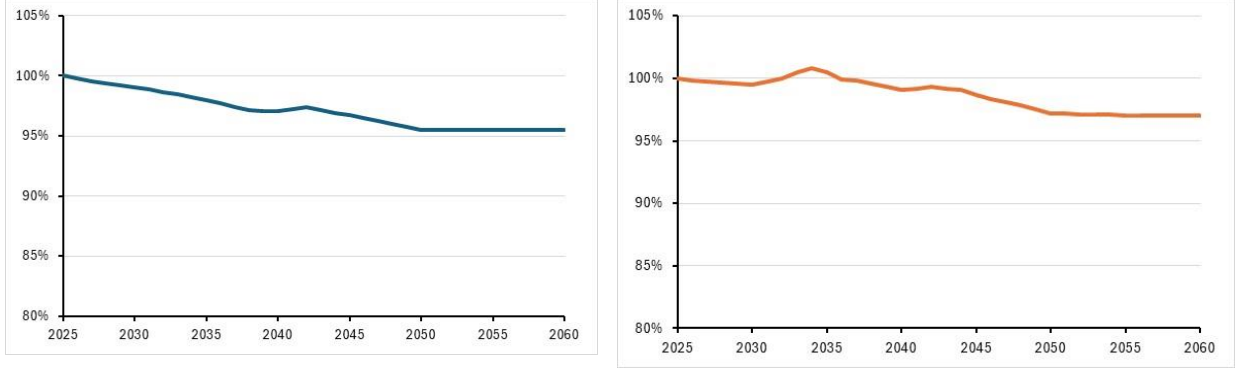


Şekil A4: Talep birimi başına iletim şebekesi uzunluğu (2025 = %100) - enerji geçişi olmadan (sol) ve enerji geçişiyle (sağ).

- **Dağıtım:** n. Geçiş senaryosu olmadan talep birimi başına dağıtım maliyetleri, yük faktöründeki varsayılan (küçük) artışın bir sonucu olarak azalır. Başlangıçta, mevcut şebekeden daha uzakta bulunan ve daha düşük

⁴İletim sisteminin gözlenebilirliğini ve kontrolünü iyileştirecek teknolojiler devreye sokulmuş olsa bile.

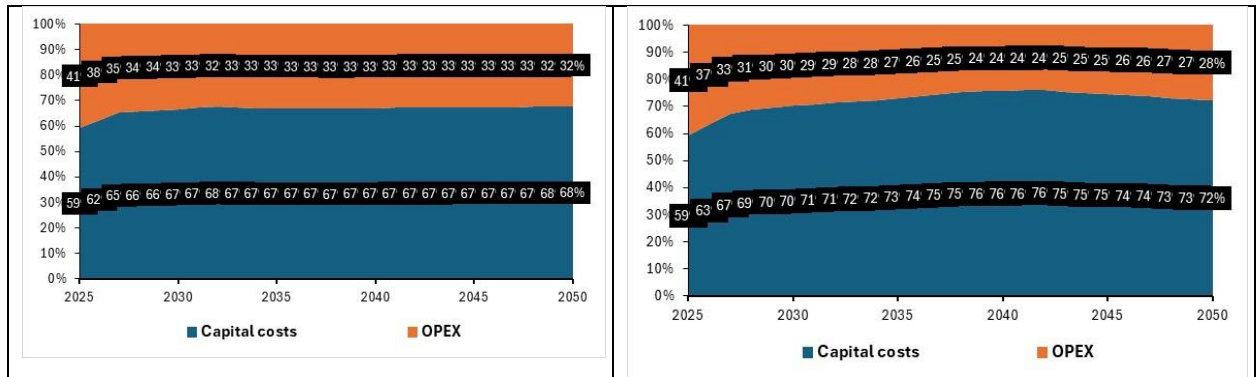
yük yoğunluğu, geçiş senaryosunda talep birimi başına daha yüksek maliyetlerle sonuçlanır, geçiş senaryosu olmadan. 2035'ten sonra, nihai enerji kullanımlarının elektrifikasyonu, artan erişimin etkisinden daha ağır basar ve geçiş senaryosunda talep birimi başına dağıtım maliyetlerinde zamanla bir azalmaya neden olur. Sanayi ve ulaşımı da içeren son kullanım elektrifikasyonu, genellikle daha yüksek şebeke yoğunluğuna sahip kentsel alanlarda tüketici başına daha yüksek yük yoğunluğuna sahip tüketicileri içerir.



Şekil A5: Şebeke tarafından karşılanan talep birimi başına dağıtım maliyeti (%100 = 2025) - enerji geçişi olmadan (sol) ve enerji geçişiyle (sağ).

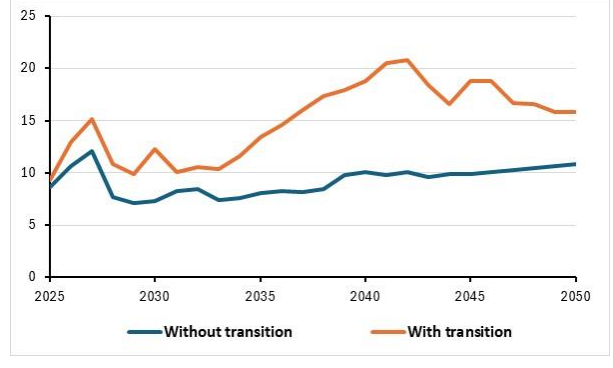
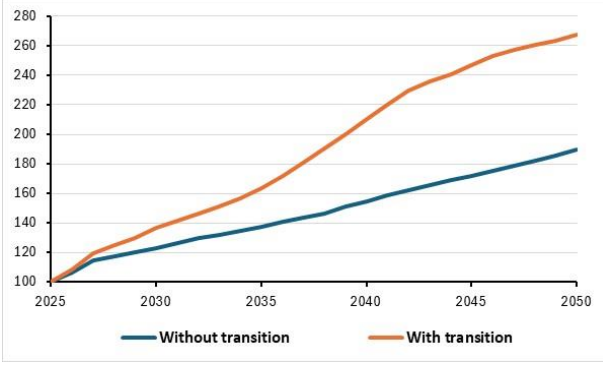
Sonuçlar - Maliyet yapısı ve varlık tabanı

Şekil A6, enerji geçişi senaryosu için kamu hizmetinin maliyet yapısının nispeten daha yüksek sermaye yoğunluğunu göstermektedir. Maliyet yapısındaki sermaye maliyetlerinin (sermaye geri kazanımı ve ücretlendirme) payı, geçiş senaryosunda sürekli olarak daha yüksektir. Bu, şunlardan kaynaklanmaktadır: (i) kurulu kapasitede sermaye yoğun yenilenebilir enerji, depolama ve karbon yakalama ile gazın daha yüksek payı; ve (ii) genellikle üretim ve dağıtımdan daha sermaye yoğun olan toplam maliyetlerdeki iletim segmentinin payının artması.



Şekil A6: Faydanın maliyet yapısı (%) - olmadan (sol) ve ile (sağ) enerji geçişi.

Şekil A7, geçiş senaryoları olmadan ve geçiş senaryoları ile düzenleyici varlık tabanındaki (RAB) artışı göstermektedir. Geçiş senaryosunda RAB sürekli olarak daha yüksektir çünkü a) kamu hizmeti daha yüksek bir talebi karşılamalıdır ve b) kamu hizmeti daha fazla sermaye yoğun varlığa yatırım yapmalıdır. Geçiş senaryosunda sürekli olarak daha yüksek bir RAB, geçiş senaryosunda kümülatif gerekli sermaye harcamalarının çok daha yüksek olduğu anlamına gelir: Geçiş senaryosunda 2050 yılına kadar %62 daha fazla sermaye harcaması gerekmektedir.



Şekil A7: Düzenleyici varlık tabanı (milyar ABD doları; sol) ve sermaye harcamaları (milyon ABD doları; sağ).

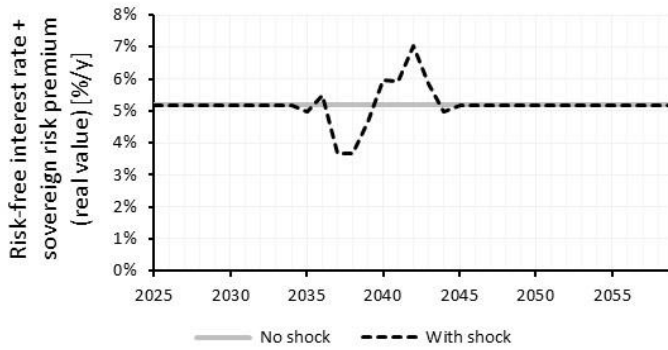
A2. Şoklarla ileriye dönük analizler

Bağlam – Sermaye yoğunluğunun artmasına doğru bir değişimle ilgili zorlukları gösteren şoklar

Aşağıdaki bölümlerde, a) faiz oranı şokunun; b) yakıt fiyatları şokunun; c) varlık değer düşüklüğü şokunun ve d) talep şokunun hem geçiş senaryosu hem de geçiş senaryosu olmadan etkisi açıklanmaktadır. Geçişin olduğu ve olmadığı senaryolar arasında karşılaştırma yapmak üzere seçilen ölçüt, ekonomik maliyet toparlanmasıdır. Bu, gelirin ekonomik maliyetlere oranı olarak tanımlanır (işletme giderleri, amortisman, vergiler, borç faizi ve hisse senedi sahipleri için gerçek fırsat maliyetinde hedeflenen hisse senedi ücreti).

A. Faiz oranı şoku – Geçiş senaryosunda daha yüksek sermaye harcaması yoğunluğu nedeniyle faiz oranlarındaki dalgalanmalara daha fazla maruz kalma.

Faiz oranı şoku için ülkeye özgü risksiz faiz oranının Şekil A8'deki salınımlara paralel değişimler. Bu salınımların örüntüsü ve büyüklüğü, gelişmekte olan bir piyasada (Brezilya) 10 yıllık hazine tahvilleri için gerçek oranlara ilişkin tarihi verilerden elde edildi. Şokun olmadığı temel senaryoda, değer sabit kalır (Şekil A8).



Şekil A8: Simüle edilmiş şok – ülkeye özgü risksiz faiz oranı.

Faiz oranı şoku, hem kamu hizmetinin gerçek sermaye maliyetini (öz sermaye ve borç) hem de gelir belirlemede kullanılan ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (WACC) için düzenleyici ölçütü etkiler. Gerçek WACC üzerindeki etkiler hemen hissedilir⁶, düzenleyici kıstas üzerindeki etkiler ise bu parametrenin yalnızca her 5 yıllık tarife inceleme döngüsünün başında belirlenmesi nedeniyle gecikir. Düzenleyici kıstas WACC, her 5 yıllık döngünün başında yeniden hesaplanır. Faiz şokunun yalnızca kamu hizmetinin sermaye maliyetlerini etkilediği, işletme maliyetlerini etkilemediği varsayılır. Şok, 2035-2039 tarife döngüsünün ilk yılında başlar ve salınımların vadisi zirveden önce gelir. Bu nedenle, kamu hizmeti önce düzenleyici kıstas altında gerçek maliyetler yaşar ve ekonomik maliyet toparlanmasını iyileştirir. Sonraki tarife döngüsünde (2040-2044) gerçek maliyetler düzenleyici WACC'yi aşar ve ekonomik maliyet toparlanması şoksuz temel çizgiye göre kötüleşir. Şekil A9, ortaya çıkan değişikliği gösterir

⁶Bu, küresel risksiz faiz oranı artı bir egemen (ülke) risk primi olarak anlaşılabilir.

⁶Öz sermaye maliyeti üzerindeki etkiler genellikle hemen gerçekleşir. Borç maliyeti üzerindeki etkiler, sabit ve değişken oranlarda sözleşme yapılan borç payına bağlı olacaktır. Özellikle gelişmekte olan ülkelerdeki birçok kamu hizmeti kuruluşunun borç stoklarında önemli miktarda değişken oranlı borç bulunur. Modellememiz, tüm borçların değişken oranlarda fiyatlandırıldığını varsayar.

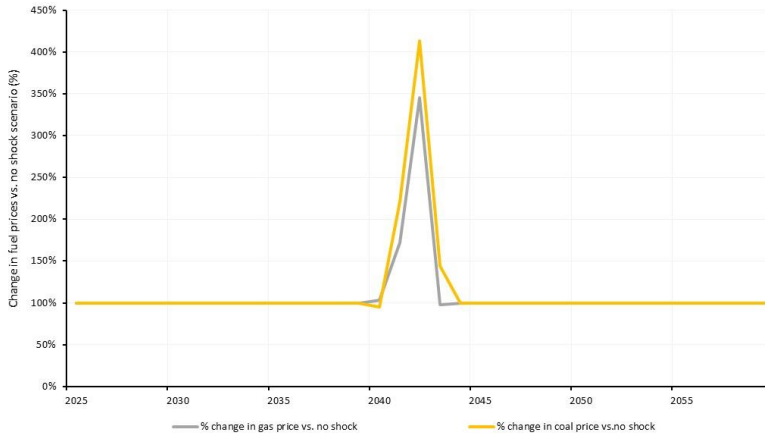
Maliyet kurtarmada. Geçişsiz senaryo için maliyet kurtarmadaki en üstten en alta değişim 21,5 yüzde puanı (pp) iken, geçişsiz senaryodaki etki 19,5 pp'dir. Geçişli senaryoda ekonomik maliyet yapısındaki sermayeyle ilgili maliyetlerin daha yüksek payı, geçişsiz senaryoya göre zirveleri (tedarikçi bir yükseliş algıladığında) ve vadileri (düşüşleri) güçlendirerek daha yüksek büyüklükte salınlara neden olur. Bu duyarlılık, dolayısıyla geçiş geçiren şirket için faiz oranı değişikliklerinden kaynaklanan nispeten daha yüksek finansal riskleri gösterir.



Şekil A9: Faiz oranı şokunun senaryolar için ekonomik maliyet kurtarma üzerindeki etkisi *olmadan* (sarı) ve *ile* (yeşil) geçiş.

B. Yakıt fiyatları şoku – Geçiş senaryosunda daha yüksek sermaye harcaması yoğunluğu nedeniyle yakıt fiyatlarındaki dalgalanmalara daha az maruz kalma.

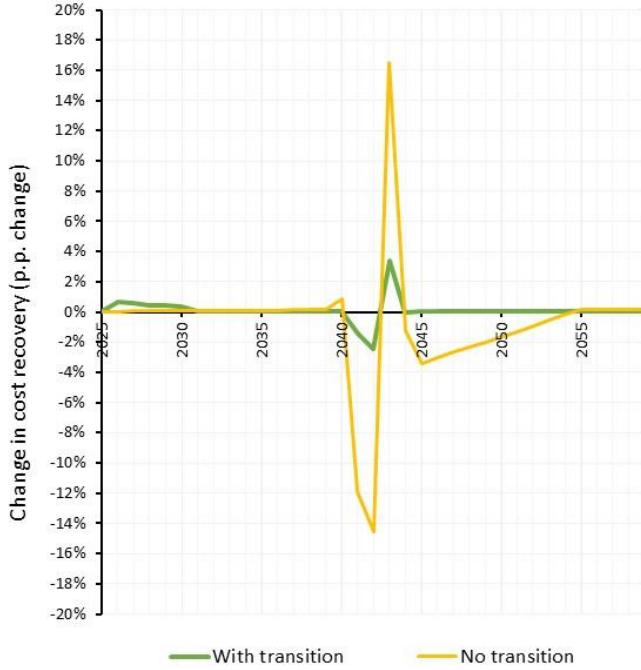
Sermaye yoğun kamu hizmetleri (geçiş senaryosunda olduğu gibi) yakıt fiyatları gibi operasyonel girdilerin fiyatlarındaki dalgalanmalara daha az maruz kalmaktadır. Bu duyarlılıkta, kömür ve gazın uluslararası fiyatları, Şekil A10'da gösterildiği gibi 2040'tan sonra keskin bir artışa tabidir. 2040'ta başlayan dört yıl için yüzdelik terimlerdeki yıllık değişimler, 2022 - 2023 ortası döneminde uluslararası yakıt fiyatları kıyaslamalarının (Henry Hub, Güney Afrika kömürü) fiyatlarındaki gerçek dalgalanmalarla örtüşmektedir.



Şekil A10: Simüle edilmiş şok – uluslararası yakıt fiyatları (kömür ve gaz)

Modelleme, kamu hizmetinin tüm fosil yakıtları kısa vadeli piyasalarda, spot piyasada veya çok kısa vadeli sözleşmeler aracılığıyla satın aldığını varsayar. Bu nedenle çok, gerçek yakıt fiyatlarını hemen etkiler. Ancak düzenleyici kıstaslar üzerindeki etki bir yıl gecikir, çünkü düzenleyicinin operasyonel maliyet tahminlerini (ve dolayısıyla yakıt fiyatı tahminlerini) önceki yılın yakıt fiyatları. Ayrıca, düzenleyicinin gerçek ve öngörülen yakıt fiyatları arasındaki farkları hesaba katan yıllık gelir eşitlemeyi veya düzenleyici yakıt fiyat kıyaslamalarının yıllık içi güncellemelerini benimsemeyeceği varsayılmaktadır.

Enerji geçişinden geçen daha fazla sermaye yoğun hizmet, yakıt fiyatlarındaki artış (azalış) üzerine maliyet geri kazanımındaki daha düşük düşüşler (artışlar) ile kanıtlandığı üzere, uluslararası fosil yakıt fiyatlarındaki dalgalanma risklerine daha az maruz kalmaktadır (Şekil A11). Geçiş durumunda maliyet geri kazanımındaki salınımların büyüklüğü daha düşüktür ve bu da yakıt fiyatlarındaki değişikliklerden kaynaklanan finansal risklere daha düşük maruziyete işaret etmektedir.



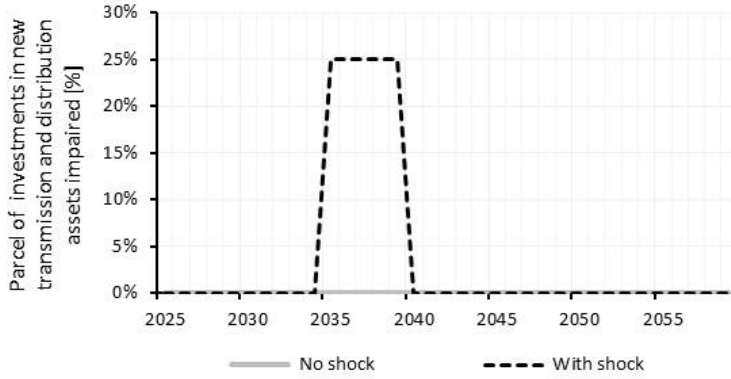
Şekil A11: Yakıt fiyatlarındaki şokun, geçişin olmadığı (sarı) ve olduğu (yeşil) senaryolarda ekonomik maliyet toparlanması üzerindeki etkisi.

C. Varlık değer düşüklüğü şoku – Geçiş senaryosunda düzenleyici varlık tabanına dahil olmayan varlıklara daha fazla maruz kalma.

Kamu hizmeti kuruluşuna ait ancak düzenleyici varlık tabanından hariç tutulan varlıklar, getiri oranı düzenlemesi kapsamında faaliyet gösteren kamu hizmetleri kuruluşları için finansal bir risk oluşturmaktadır. Modelleme amaçları doğrultusunda, tüm yeni yatırımların *iletim ve dağıtım* 2035 ile 2039 yılları arasındaki varlıklar kısmen

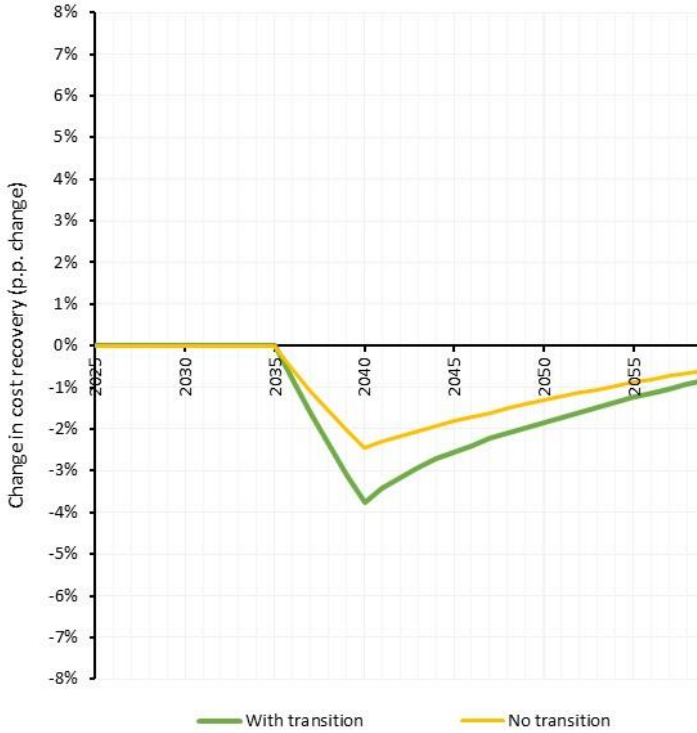
Varlıkların düzenleyici varlık tabanına dahil edilmemesinin birkaç nedeni vardır. Örneğin, düzenleyici ömrü dolmadan önce devre dışı bırakılan bir fosil yakıtlı elektrik santrali, düzenleyici açıkça zararları kamu hizmetine tahsis etmeyi seçerse düzenleyici varlık tabanından çıkarılabilir.

değer düşüklüğüne uğramış ve değerlerinin yalnızca %75'i düzenleyici varlık tabanına dahil edilmiştir. Şekil A12 simüle edilmiş varlık değer düşüklüğü şokunu göstermektedir.



Şekil A12: Varlık değer düşüklüğü şoku - iletim ve dağıtımdaki yeni yatırımların kısmi değer düşüklüğü.

2035 ile 2039 arasındaki tüm yıllar için, geçiş senaryosunda yeni varlıklara yapılan yatırımların mevcut düzenleyici varlık tabanına oranı, daha yüksek talep büyümesi ve daha yüksek sermaye yoğunluğu nedeniyle çok daha yüksektir. Bu nedenle, varlık değer düşüklüğünün etkisi geçiş senaryosunda daha şiddetlidir. Şekil A13, varlık değer düşüklüğü şokunun ekonomik maliyet toparlanması üzerindeki etkisini gösterir ve geçiş senaryosu için maliyet toparlanması üzerindeki daha büyük etkiyi kanıtlar. Bu nedenle değer düşüklüğü riskleri geçiş senaryosu için açıkça daha yüksektir.

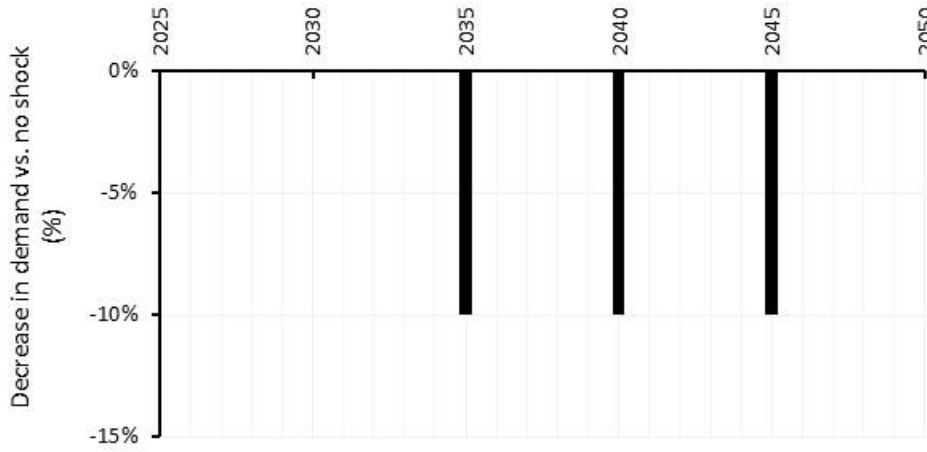


Şekil A13: Değer düşüklüğü şokunun maliyet kurtarma üzerindeki etkisi: *olmadan* (sarı) ve *ile* (yeşil) geçiş.

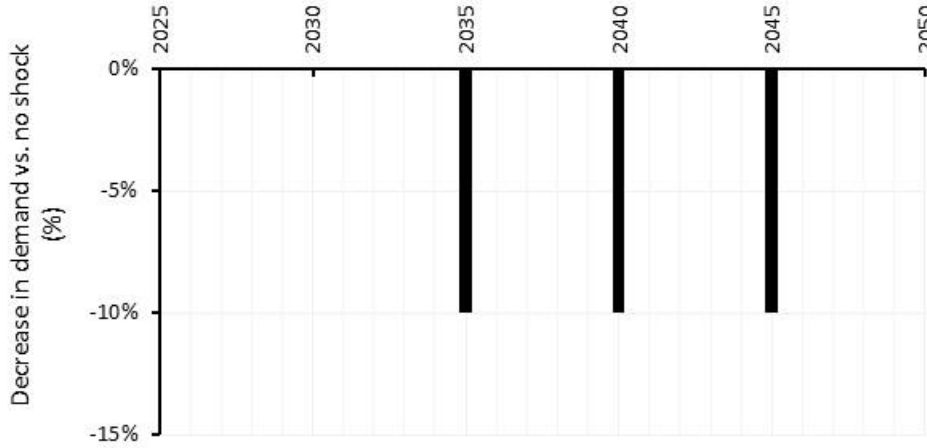
D. Talep şoku – Maliyet yapısı ani talep düşüşlerine karşı daha az esnektir ve geçiş senaryosu için daha yüksek etkilere sahiptir

Bu duyarlılık, talepte ani ve kısa süreli bir azalmayı (örneğin, ekonomik bir krizin sonucu olarak) dikkate alır. Kısa vadede kamu hizmeti tarafından sağlanan enerji miktarına orantılı olarak değişen maliyetler, bu tür talep şokları sırasında azalacaktır. Sabit maliyetlerde daha yoğun olan kamu hizmetleri - sermaye kurtarma ve ücretlendirme ve sabit işletme giderleri dahil - maliyetlerde daha düşük düşüşler algılayacaktır. Aynı talep düşüşü için.

Simüle edilmiş talep şoku, bir yıllık bir süre boyunca talepte ani ve kısa vadeli bir azalmayı içerir. Şokun talep seviyelerini yalnızca tüm müşteriler arasında aynı şekilde etkileyeceği varsayılır. 2035, 2040 ve 2045'te üç bağımsız şok simüle edilir, gösterildiği gibi



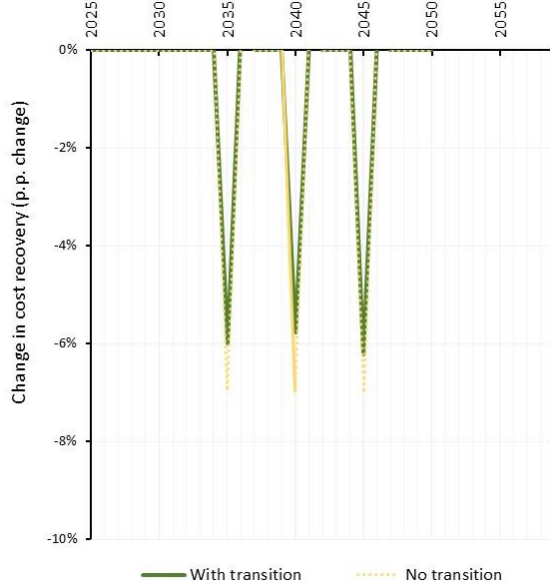
Şekil A14.



Şekil A14: Talep şoku: tüketimde azalma

«Kamu hizmeti için maliyetlerdeki gerçek azalma, sağlayıcılarla ticari ve sözleşmesel düzenlemeler de dahil olmak üzere çeşitli faktörlere bağlı olacaktır. Bu, yakıt satın alma anlaşmaları veya işletme ve bakım hizmetlerinin sağlanması için sözleşmeler müzakere etmiş olabilecek dikey olarak entegre kamu hizmetleri için de geçerlidir.»

Geçiş senaryosu için gelirden aynı orantılı azalmanın hem geçişle hem de geçiş olmadan varsayıldığında, maliyet kurtarma üzerindeki etki en fazla sermaye yoğun olan kamu hizmeti için en büyük olacaktır. Geçiş senaryosundaki kamu hizmeti, maliyet yapısındaki daha yüksek sermaye maliyeti payı göz önüne alındığında toplam maliyetlerde daha düşük bir azalma görecektir. Sonuç olarak, bu kamu hizmeti, Şekil A15'te kanıtlandığı gibi, talebin azaldığı yıllarda maliyet kurtarmada daha büyük bir azalma görecektir.



Şekil A15: Talep şokunun maliyet kurtarma üzerindeki etkisi: *olmadan*(sarı) ve *ile*(yeşil) geçiş.

A3. Karbonsuzlaştırma için imtiyazlı finansman

Analizdeki son adım, karbonsuzlaştırmanın artan maliyetlerini azaltmak için imtiyazlı borç (normal piyasa oranlarının altında fiyatlandırılan borç) kullanımını içeriyordu. Bu analizin bakış açısı, imtiyazlı borcun sınırlı kaynaklarını, toplumun bir bütün olarak karbonsuzlaştırma yoluyla daha kötü durumda olmamasını sağlamanın bir yolu olarak ele almaktır (yani, gelişmekte olan ve gelişmekte olan pazarlardaki kamu hizmetlerinin karbonsuzlaştırmanın küresel kamu yararına ulaşmasının maliyeti asgari düzeydedir).

Aşağıdaki iki senaryoyu karşılaştırıyoruz:

- Senaryo 1: Enerji geçişi olmadan hizmet
- Senaryo 2: aşağıdakiler altındaki fayda **aynı talep** (ilave elektrikleştirme veya erişim yok) karbonsuzlaştırma sürecinden geçen ve 2050 yılına kadar net sıfır sera gazı (GHG) emisyonuna ulaşmayı hedefleyen ve bu nedenle büyük miktarda (değişken) yenilenebilir kapasite kullanarak sera gazı emisyonlarını azaltan bir proje. Şimdilik, sınırlı imtiyazlı kaynakların yalnızca (ilk olarak) kullanıldığını varsaydık.

(uygulama) karbonsuzlaştırmanın artan maliyetlerini en aza indirmek için değil, artan erişim veya elektrikleştirilmenin artan maliyetlerini azaltmak için.

Burada benimsenen yaklaşım, iki senaryo altında kamu hizmeti için artımlı maliyetlerin (gelir gereksinimi) bugünkü değerini eşitlemeyi amaçlamaktadır. İle elektrik sistemini karbondan arındıran hizmetin sermaye yapısına imtiyazlı borç enjekte etmek. Basitleştirmek için, her iki senaryo için de 2025-2050 ufku boyunca sabit bir WACC ve %6'lık bir toplumsal iskonto oranı varsayıyoruz. Bu nedenle, WACC'yi senaryo 2 için şu şekilde uyarlamamız gerekiyor:

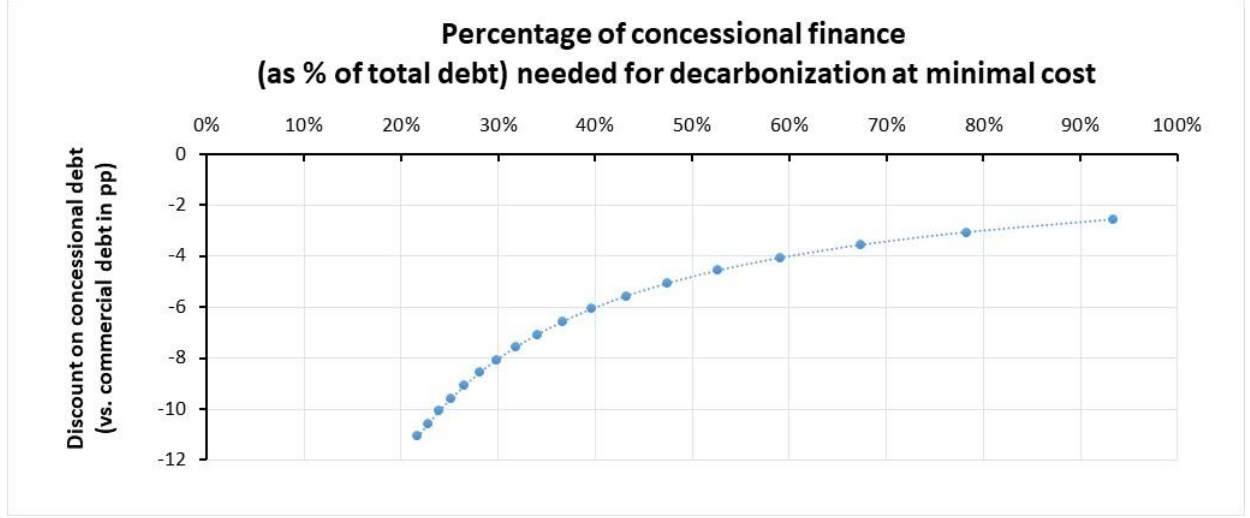
$$\begin{aligned} &= 26(2050) \sum_{t=1}^{2025} \frac{1}{(1 + 0,06)^t} * [\text{Aşağıdakilerden herhangi biri}]_2, + \quad 2, + \quad 2,] \\ &= \\ &= 26(2050) \sum_{t=1}^{2025} \frac{1}{(1 + 0,06)^t} * [\text{Aşağıdakilerden herhangi biri}]_1 * \quad 1, + \quad 1, + \quad 1,] \end{aligned}$$

Bunu, güç sistemini karbondan arındıran kamu hizmetinin sermaye yapısına imtiyazlı borç enjekte ederek başarıyoruz (senaryo 2). Senaryo 1'de (geçiş olmadan) %16,9'luk sabit bir WACC için, iskontolu maliyetlerdeki farkı sıfır yapmak için WACC'de %1,2 puanlık bir azalmaya ihtiyacımız var (veya senaryo 2 için sabit bir WACC için %15,7). WACC'deki bu %1,2 puanlık azalma küçük bir değişiklik gibi görünebilir, ancak durum mutlaka böyle değildir. İmtiyazlı borç için %3 puanlık bir indirim (yani %8'de mevcut) ile ticari finansman için %11'lik bir indirim varsayıldığında, kamu hizmetinin karbondan arındırmanın artımlı maliyetlerini sıfır yapmak için sermaye yapısındaki toplam borcun yaklaşık %80'lik bir imtiyazlı borç payına ihtiyacı olacaktır.

İmtiyazlı borcun maliyetinde ticari borcun maliyetine kıyasla daha büyük bir indirim, karbonsuzlaşmanın artan maliyetlerini en aza indirmek için toplam borç payı olarak imtiyazlı finansmanın gerekli yüzdesinin daha düşük olmasıyla sonuçlanacaktır.

Şekil A16, kademeli karbon giderme maliyetlerini en aza indirmek için gereken imtiyazlı borç yüzdesi ile imtiyazlı borç indirimi (ticari borca kıyasla) arasındaki ilişkiyi göstermektedir. Beklendiği gibi, imtiyazlı borç için daha büyük indirimler, karbon giderme maliyetlerini en aza indirmek için gereken imtiyazlı borç paylarının daha düşük olmasıyla sonuçlanmaktadır. Tüm imtiyazlı finansmanın hibe olarak enjekte edilmesi durumunda, senaryo 2'de kademeli karbon giderme maliyetlerini en aza indirmek için borcun yalnızca yaklaşık %20'sinin verilmesi gerekecektir.

Diğer varsayımlar şunlardır: senaryo 1'deki başlangıç sermaye yapısında eşit oranda öz sermaye ve borç; %11 ticari borç maliyeti; %17 öz sermaye maliyeti; ticari borcun %80'inin %11,7 oranında uzun vadeli borç ve %20'sinin %8,4 oranında kısa vadeli borçtan oluştuğu varsayılmaktadır.



Şekil A16: Karbonsuzlaştırma maliyetlerini en aza indirmek için toplam borcun yüzdesi olarak gerekli imtiyazlı borç yüzdesi.