

# UDZIAŁ ODBIORCÓW ENERGII W ZARZĄDZANIU POPYTEM I USIUGACH SYSTEMOWYCH

Opracowali: Henryk Kaliś i Daniel Borsucki

JACHRANKA, dnia 28 WRZESIEŃ 2012

# JEDNYM Z WAŻNIEJSZYCH ELEMENTÓW RYNKU DLA ODBIORCY TO WYSOKI POZIOM

## Bezpieczeństwa energetycznego

- stanu braku zagrożenia  
przerwania dostaw  
energii i paliw

# Wysoki poziom BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

zapewniać powinna wg wielu dokumentów UE:

„organizacja rynku energii elektrycznej i usług systemowych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz pewność dostaw nosników pierwotnych”

**Wg wielu specjalistów niski poziom bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej to słaby punkt powołanej Wspólnoty, przejawiający się brakiem spójności w kwestii prowadzenia „Wspólnej Polityki Energetycznej”**

**Przeciwdziałaniem na coraz częściej rodzące się sytuacje kryzysowe w zakresie dostaw energii i ogromnej zmienności cen rynkowych paliw jest maksymalna elastyczność oraz dywersyfikacja źródeł, metod i technologii.**

**Zasoby rodzimych nośników energetycznych (węgla kamiennego i brunatnego oraz gazu) decydują o tym, że Polska jest i będzie w gronie najbardziej bezpiecznych, zasobowo nośników pierwotnych, energetycznie krajów UE.**

**Uzależnienie od importu surowców energetycznych całej Unii Europejskiej (UE 27) wynosi obecnie**

**aż 53,1 %,**

**podczas, gdy Polska z uzależnieniem w wysokości zaledwie 25,5 %**

**- jest drugim państwem,**

**w rankingu najmniej uzależnionych z zewnątrz państw UE.**

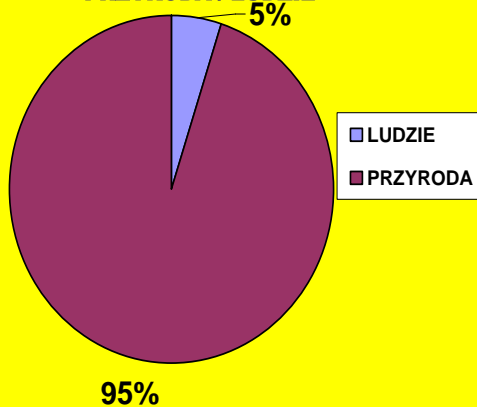
**Wymuszona ponad już przyjętą redukcję 3 x 20 realizacja w Polsce nowej polityki klimatyczno – energetycznej UE „Road Map 2050 - Niskoemisyjna gospodarka”, przy jednoczesnym utrzymaniu wysokiego bezpieczeństwa energetycznego (parytetu rodzimych pierwotnych nośników energetycznych), będzie możliwa wyłącznie przy bardzo wysokich kosztach inwestycyjnych w energetyce wytwórczej, sporym dociążeniu wszystkich Odbiorców, w tym szczególnie tych energochłonnych.**

**Wszyscy uczestnicy rynku energii elektrycznej dbając dalsze współistnienie i o zachowanie równowagi ekonomicznej, winniśmy walczyć o odpowiednie **środki finansowe** na wdrożenie nowych wysokosprawnych i niskoemisyjnych technologii produkcji energii elektrycznej oraz pomoc publiczną dla Odbiorcy.**

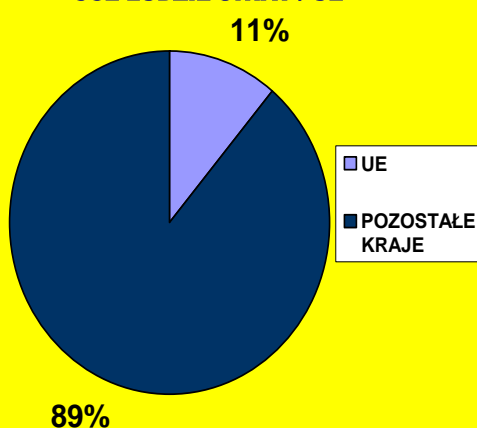


# PAKIET KLIMATYCZNY UE 3 x 20 – Ratunek dla Świata ?

**EMISJA CO2 OGÓŁEM ZIEMIA  
PRZYRODA / LUDZIE**



**CO2 LUDZIE ŚWIAT / UE**



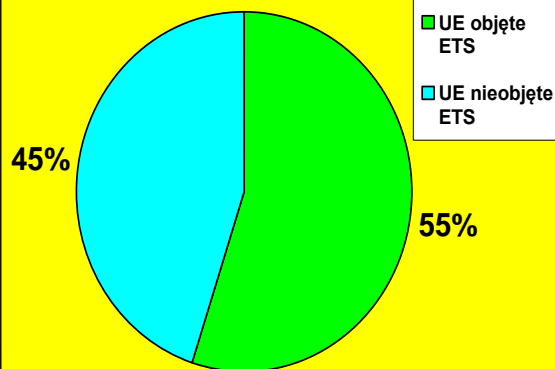
LUDZIE	5,00%
PRZYRODA	95,00%
<b>Emisja CO2 ZIEMIA</b>	<b>100,00%</b>

UE	11,00%
POZOSTAŁE KRAJE	89,00%
<b>UDZIAŁ działalność człowieka w UE w OGÓŁEM ZIEMIA</b>	<b>0,55%</b>

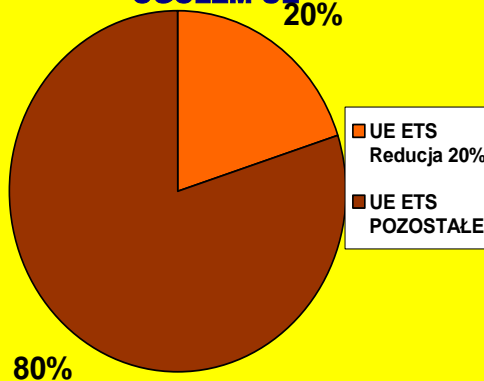
UE objęte ETS	55,00%
UE nieobjęte ETS	45,00%
<b>UDZIAŁ objętych ETS w UE w OGÓŁEM ZIEMIA</b>	<b>0,30%</b>

UE ETS Reducja o 20% do 2020 roku	20,00%
UE ETS POZOSTAŁA EMISJA PO REDUKCJI	80,00%
<b>UDZIAŁ redukcji 20 % UE w OGÓŁEM ZIEMIA</b>	<b>0,06%</b>

**UDZIAŁ ETS / NON ETS UE**



**UDZIAŁ REDUKCJI UE  
OGÓŁEM UE w**

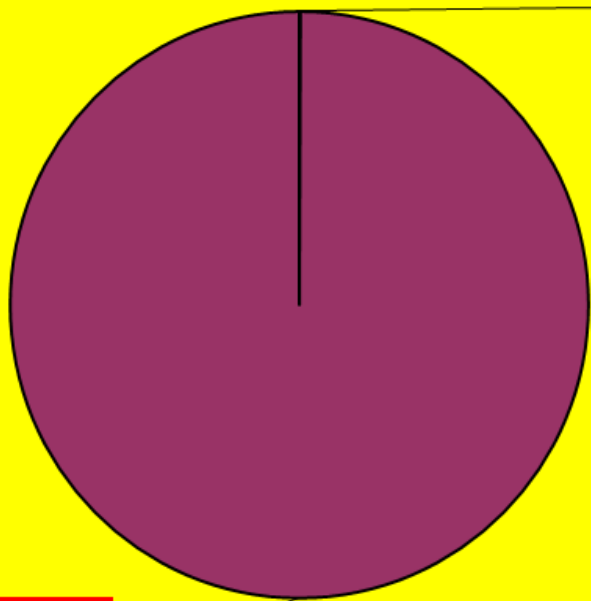






# PAKIET KLIMATYCZNY 3 x 20 UE – Ratunek dla Świata ?

## UDZIAŁ REDUKCJI PAKIET UE w OGÓŁEM ZIEMIA



0,06  
%

99,94  
%

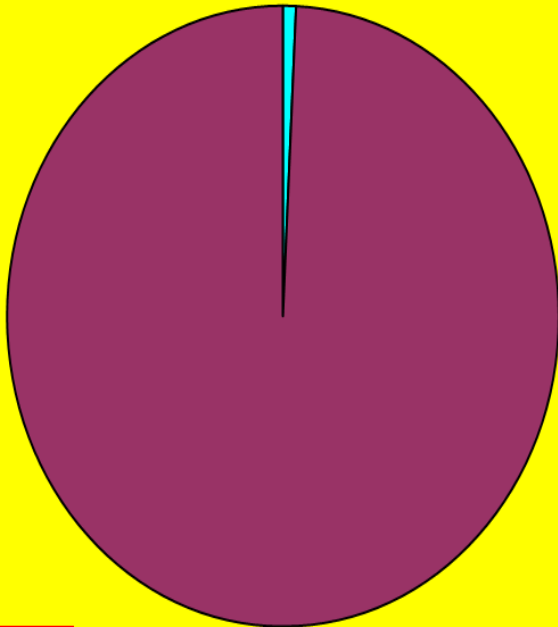
UDZIAŁ REDUKCJI PAKIET UE w OGÓŁEM ZIEMIA	0,06%
Emisja CO2 ZIEMIA	99,94%

**KOSZT WDROŻENIA PAKIETU UE 3 x 20 około 150 - 220 mld EURO**

■ UDZIAŁ  
REDUKCJI  
PAKIET UE w  
OGÓŁEM  
ZIEMIA

# Road Map 2050 - dekarbonizacja gospodarki - **Ratunek dla Świata ?**

**UDZIAŁ REDUKCJI Roap Map 2050 UE w OGÓLEM ZIEMIA**



**0,76%**

UDZIAŁ redukcji Road Map 2050 UE w OGÓLEM ZIEMIA	0,76%
Pozostała emisja CO2 ZIEMIA	99,24%

**99,24%**

**KOSZT WDROŻENIA ROAD MAP 2050 około 700 - 800 mld EURO**

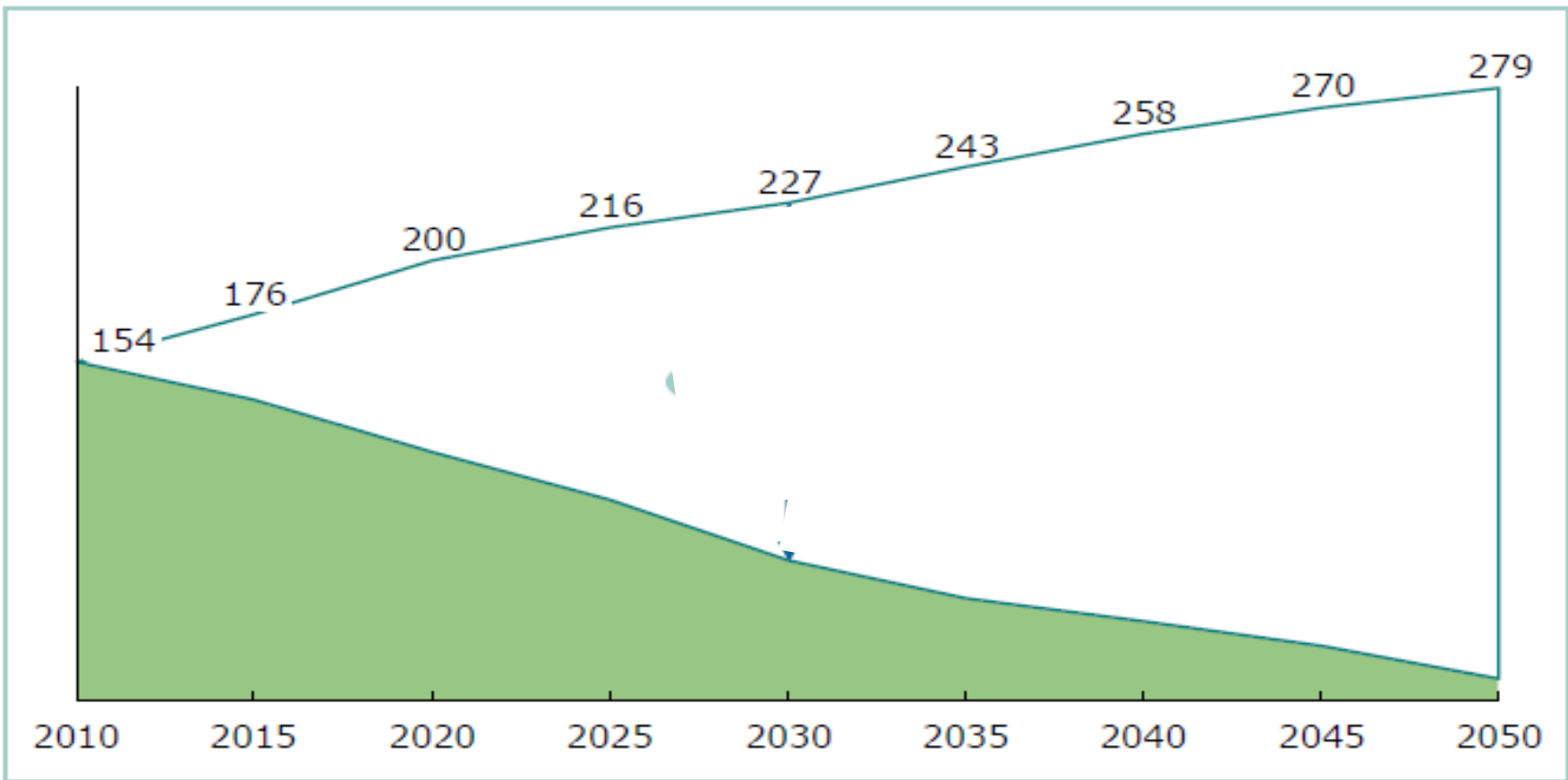
- UDZIAŁ redukcji Road Map 2050 UE w OGÓLEM ZIEMIA
- Pozostała emisja CO2 ZIEMIA

**Dlatego każda inicjatywa techniczna i możliwość pozyskania źródeł wsparcia finansowego dla szybszego rozpoznania oraz wdrożenia nowych technologii zagospodarowania WĘGLA KAMIENNEGO, w tym odmetanowania i procesowania w złożu – pozwoli na osiągnięcie niższym kosztem społecznym i gospodarczym założonych kolejnych celów ekologicznych, przy nadal wysokim bezpieczeństwie energetycznym Polski (UE).**

**POLSKIE GÓRNICTWO WĘGLA KAMIENNEGO jest żywo zainteresowane powodzeniem wszelkich przedsięwzięć z zakresu efektywnego (ekologicznego) wykorzystania tego paliwa.**

## Zapotrzebowanie na energię elektryczną w TWh / rok w Polsce w okresie 2010 – 2050

- ▭ Łączne zapotrzebowanie
- ▭ Istniejące elektrownie



## STANOWISKO ENTSO

- ***Projekt kodeksu sieci elektroenergetycznych określający szczegółowe zasady przyłączeń odbiorców ENTSO 27.06.2012.***

## **Kodeks Sieci – wytyczne, cele, środki.**

Dokument opracowała Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej w oparciu o ramowe wytyczne Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

Zawiera on regulacje dotyczące Połączonych Systemów Przesyłowych i Dystrybucyjnych, przyłączenia do sieci, Umów Przyłączeniowych, współpracy pomiędzy Operatorami Sieci, Odbiorcami, czy Dystrybutorami.

### **DOTYCZY WAŻNYCH SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH I WAŻNYCH PUNKTÓW ODBIORCZYCH**

- 1. Współpracy i koordynacji** między KRAJOWYMI operatorami systemów przesyłowych w ramach europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej .
- 2. Udostępnienia** możliwości przesyłowych na połączeniach transgranicznych, zarządzanie nimi w sposób umożliwiający niedyskryminujący do nich dostęp.
- 3. Odpowiedzialności** za zagwarantowanie bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, wysoki poziom jego niezawodności i jakość energii elektrycznej, z uwzględnieniem możliwości technicznych wszystkich użytkowników sieci.
- 4. Określenia jasnych i obiektywnych wymagań** dla użytkowników sieci, zapobiegających dyskryminacji, umożliwiających efektywną konkurencję i sprawne funkcjonowanie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa systemu.
- 5. Za utrzymanie, zachowanie i przywracanie** połączonych systemów elektroenergetycznych odpowiadają Operatorzy systemów przesyłowych.

Zdaniem autorów Kodeksu Sieci bezpieczna praca systemu jest możliwa tylko przy ścisłej współpracy wszystkich operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz operatorów sieci, a jej użytkownicy tworzą system wzajemnie współzależny i **WSPÓŁODPOWIEDZIALNY**.

Kodeks zakłada bezwzględne zobowiązanie **Użytkowników** do spełniania wymagań technicznych dotyczących bezpieczeństwa systemu warunkując ich spełnieniem możliwość przyłączenia do sieci.

## **Kodeks Sieci – warunki wprowadzenia, wymagania dla przemysłowych OSD.**

### **WAŻNE SYSTEMY DYSTRYBUCYJNE**

- ✓ Przesyłowo Połączone Systemy Dystrybucyjne;
- ✓ Zamknięte Systemy Dystrybucyjne z DSR (z wyłączeniem DSR SFC) .

### **WAŻNY PUNKT ODBIORCZY**

- ✓ Punkt Odbiorczy przyłączony do sieci przesyłowej;
- ✓ Punkt Odbiorczy z DSR (z wyłączeniem Systemu Kontroli Częstotliwości DSR (DSR SFC)).

### **WARUNKI WPROWADZENIA ZAPISÓW KODEKSU DLA ISTNIEJĄCYCH PUNKTÓW ODBIORCZYCH**

1. Akceptacja Krajowego Organu Regulacyjnego.
2. Przeprowadzenie przez Operatora Systemu Przesyłowego publicznych konsultacji.
3. Przeprowadzenie Analizy Kosztów i Korzyści z wdrożenia Kodeksu Sieci w celu wykazania **OPŁACALNOŚCI** stosowania wymogów określonych Kodeksem Sieci.

Przemysłowy Operator Sieci, Właściwy Zawodowy Operator Sieci do którego Sieć przemysłowa jest przyłączona, Operator Systemu Przesyłowego, **winni wspólnie uzgodnić** zasady pracy **Jednostek Wytwórczych Energii Elektrycznej**, które znajdują się **na terenach przemysłowych**. Uzgodnione Zasady winny być zgodne z Kodeksem Sieci **pod groźbą odłączenia Sieci Operatora Przemysłowego od sieci Operatora Zawodowego**.

Celem porozumienia jest zagwarantowanie ciągłości zasilania w sieci Zawodowego Operatora w stanach awaryjnych.

Wymagania Kodeksu Sieci, niezależnie od zawartego rodzaju porozumienia, stosuje się do wszystkich Jednostek Odbiorczych w obszarze przemysłowym.

### **Zwrot kosztów ponoszonych przez Operatorów Sieci**

- a) Koszty związane z wymogami określonymi w Kodeksie Sieci, które będą ponoszone przez Operatorów Sieci będą oceniane przez krajowe organy regulacyjne;
- b) Koszty uznane za uzasadnione będą uwzględniane w określonych taryfach zgodnie z mechanizmami regulowanymi przez krajowe organy;
- c) Jeśli jest to wymagane przez krajowe organy regulacyjne, Operatorzy Sieci w terminie do 3 miesięcy od dnia złożenia wniosku, dołożą wszelkich starań, aby udostępnić wszelkie dane pozwalające na ocenę poniesionych kosztów.

**Urządzenia zainstalowane w punktach odbiorczych winny spełniać wymagania techniczne dotyczące.**

- 1. Zakresu częstotliwości.**
- 2. Poziomu napięcia.**
- 3. Poziomu mocy zwarciowej.**

**Ponadto punkty odbiorcze winny spełniać wymogi Kodeksu Sieci w zakresie:**

- 1. Kontroli mocy biernej.**
- 2. Wyposażenie w zakresie:**
  - ✓ systemów wymiany danych i informacji ;
  - ✓ systemów kontroli i zabezpieczeń.

**Przyłączone do Sieci Przesyłowej Systemy Dystrybucyjne winny dysponować możliwością utrzymania zerowej wymiany mocy biernej ( $0-Mvar$ ) przy napięciu znamionowym, dla obciążenia nie wyższego niż 25% maksymalnej wielkości poboru.**



## Kodeks Sieci – automatyka SCO i SNO.

Każdy Operator Systemu Dystrybucyjnego i określone przez Operatora Systemu Przesyłowego Przesyłowo Połączone Punkty Odbiorcze, będą uzgadniać z OSP sposób działania automatyki **SCO i SCN** odłączającej zasilanie na wypadek **spadku częstotliwości i spadku napięcia** w KSE.

Odłączeniu będą podlegały urządzenia odbiorcy zapewniające redukcję obciążenia w procencie jego zapotrzebowania określonym przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP).

Przełączniki podczęstotliwościowe winny umożliwiać redukcję poboru odbiorcy etapami, dla określonych przez Operatora Systemu Przesyłowego poziomów zapotrzebowania i zakresów częstotliwości. O rozmieszczenie geograficzne automatyki SCO decyduje Operator Systemu Przesyłowego.

**Automatyka SCO** winna umożliwiać odłączenie odbioru:

- ✓ w zakresie częstotliwości: co najmniej 47-50Hz stopniowanym co 0,05 Hz (*zalecanym 0,01Hz*);
- ✓ czas zadziałania nie powinien przekraczać 150 ms.

**Automatyka SNO** winna posiadać:

- ✓ przełącznik odłączający zasilanie przy obniżonym napięciu we wszystkich trzech fazach;
- ✓ możliwość blokowania działania przełącznika w zależności od kierunku przepływu mocy czynnej lub biernej;
- ✓ Operator Systemu Przesyłowego decyduje czy „Blokada przetwornika zacepów przy załączonym zasilaniu” oraz funkcjonowanie automatyki SNO powinny obowiązywać Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

Kodeks Sieci nakłada na Zakłady Przemysłowe będące Operatorami Systemów Dystrybucyjnych lub Ważnymi Punktami Odbiorczymi obowiązki zabudowy automatyki chroniącej KSE. Ich sposób działania, rozmieszczenie, ilość przedziałów oraz odpowiadające im poziomy redukcji obciążenia muszą być uzgodnione z OSP.

**Kategorie Rezerwy Systemu** odpowiadające na wahania częstotliwości i napięcia.

1. Kontrola Mocy Czynnej DSR (*DSR APC*);
2. Kontrola Mocy Biernej DSR (*DSR RPC*);
3. Zarządzanie Redukcją Ograniczeń DSR (*DSR TCM*);
4. System Kontroli Częstotliwości DSR (*DSR SFC*).



## USŁUGI SYSTEMOWE ŚWIADCZONE PRZEZ ODBIORCÓW

- *Rozporządzenie ITC/2370/2007 Ministerstwa Przemysłu, Turystyki i Handlu Hiszpanii.*

## MOŻLIWOŚCI przemysłowych odbiorców energii elektrycznej.

### I. Sterowanie obciążeniem w KSE

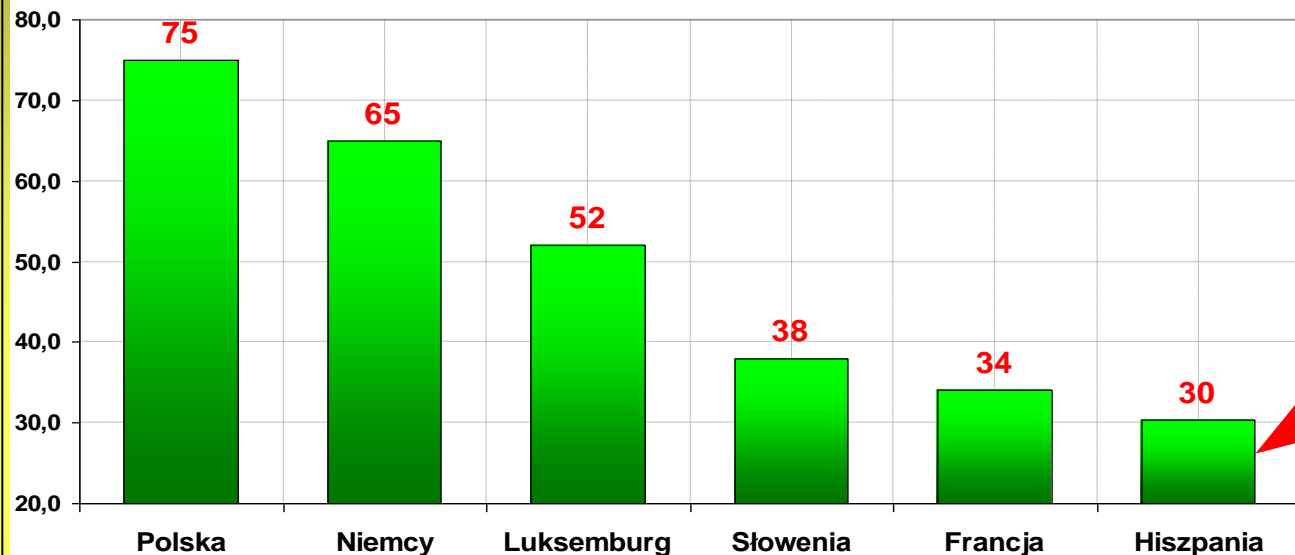
#### ATUTY:

- ↪ znaczące zapotrzebowanie mocy;
- ↪ wyposażenie w infrastrukturę pomiarową, sieciową i informatyczną;
- ↪ możliwość kontroli bieżących parametrów poboru;
- ↪ wykwalifikowane służby techniczne;
- ↪ zdolność do planowanego sterowania zużyciem energii elektrycznej zgodnie z założonym programem;
- ↪ nowe możliwości w tym zakresie stwarza rozwój energetyki przemysłowej zwiększając zakres możliwej do zaoferowania redukcji/zwiększenia obciążenia.

### II. Ratowanie stabilności pracy KSE w sytuacjach jej zagrożenia.

- ↪ Rozdzielnie przemysłowe można wyposażyć w automatykę zabezpieczeniową Samoczynnego Częstotliwościowego Odciążania (SCO) lub Samoczynnego Napięciowego Odciążenia (SNO), umożliwiające wyłączanie określonych grup odbiorów w przypadku spowodowanego deficytem mocy obniżenia parametrów pracy w KSE. Stwarza to możliwość praktycznie natychmiastowej redukcji obciążenia w niezbędnym dla bezpieczeństwa pracy KSE zakresie, z możliwością wyboru wyłączanych urządzeń w oparciu o kryterium ich znaczenia dla funkcjonowania zakładu przemysłowego.

## Koszt Energii €/MWh



Grupa CELSA

GOCHŁONNYCH W UE .

### Usługi DSR

W Hiszpanii odbiorcy przemysłowi świadczący na rzecz KSE tę usługę otrzymują z tego tytułu wynagrodzenie w wysokości **do 20 €/MWh** pobranej energii, redukując o **30%** jej koszt.

**W Hiszpanii** od 1 lipca 2008, odbiorcy przemysłowi, mogą świadczyć na rzecz OSP „**usługę ciągłości dostaw**”. Pozwala ona na szybkie reagowanie w sytuacjach awaryjnych poprzez odłączenie dużych odbiorców energii lub obniżenia ich poboru. Obecnie istnieje **155** obowiązujących umów na około **2 174 MW**. Wymagania kwalifikujące firmy obejmują minimalną moc przerywaną (**5 MW**) i wzorce konsumpcji. Dostawa energii może być przerwana na czas do 12 godzin. Opłaty zależą od **redukowanej mocy** i **profilu zużycia**. Maksymalna cena wynosi **20 €/MWh**. Świadczenie tych usług jest dobrowolne. Aplikacje są administrowane przez REE, ale wymagają zatwierdzenia przez Ministerstwo (MITyC), ponieważ **usługi są pokrywane z regulowanych opłat za dostęp do sieci**.

Świadczenie usługi polegającej na **zmniejszeniu poboru energii elektrycznej** w zamian za rekompensaty finansowe było możliwe jedynie dla:

- ↪ konsumentom przyłączonym na wysokim napięciu;
- ↪ posiadającym taryfę ze zróżnicowanymi godzinowo poziomami mocy umownych;
- ↪ dużym odbiorcom w taryfie G.4.

### Wprowadzenie **Rozporządzenia ITC/2370/2007**

umożliwiło udział w mechanizmie redukcji mocy **wszystkim konsumentom nabywającym energię elektryczną na Rynku Pierwotnym** - bezpośrednio od producentów energii *(uniknięcie różnicowania konsumentów z uwagi na sposób zakupu energii elektrycznej)*.

## CEL

regulacja warunków świadczenia usług zarządzania popytem dla utrzymania nieprzerwanych dostaw dla klientów nabywających energię elektryczną na rynku pierwotnym, oraz określenie wymogów jakie muszą spełnić podmioty oferujące takie usługi oraz sposób wynagradzania ich usług.

## ZAKRES STOSOWANIA.

Rozporządzenie ma zastosowanie dla konsumentów energii elektrycznej przyłączonych do sieci wysokiego napięcia, kupujących energię elektryczną **na rynku pierwotnym** bezpośrednio, za pośrednictwem firmy handlowej lub na podstawie umowy dwustronnej.

# Rozporządzenie ITC/2370/2007 - rodzaje zmniejszeń mocy, polecenia zmniejszenia mocy.

Typ	Minimalne wyprzedzenie	Całkowity maksymalny czas trwania
1	2 godziny	12 godzin
2	2 godziny	8 godzin
3	1 godzina	3 godziny
4	5 minut	2 godziny
5	0 minut	1 godzina

Typ	Maksymalna liczba okresów w kolejności	Maksymalny czas trwania na okres	Maksymalna wartość mocy rezydualnej do skonsumowania w każdym okresie
1	3	4 godziny	$P_{\max 1}$ w dwóch okresach
			$P_{50\%}$ w jednym okresie
2	2	4 godziny	$P_{\max 2}$
3	1	3 godziny	$P_{\max 3}$
4	1	2 godziny	$P_{\max 4}$
5	1	1 godzina	$P_{\max 5}$

**$P_{\max i}$  - maksymalna moc rezydualna:** maksymalna wartość mocy, jaką może skonsumować dostawca usług dla rodzaju zmniejszenia mocy „i” w okresie maksymalnego zmniejszenia mocy.

**$P_f$  - moc konsumpcyjna:** dająca się zmierzyć moc możliwa do pobrania przez dostawcę usługi w trybie ciągłym w okresach taryfowych 1 do 6 (określonych w paragrafie 3 artykułu 8 Królewskiego Dekretu 1164/2001 z dnia 26 października, określającego taryfy dostępu do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych). Moc konsumpcyjna na każdy okres jest określana w zezwoleniu administracyjnym i podlega corocznym korektom uwzględniającym średnie zużycie w każdym z okresów taryfowych za ostatnie dwa lata oraz podanego operatorowi systemu profilu konsumpcji przewidzianego na bieżący rok.

**$P_{50\%}$  - moc rezydualna 50%:**  $P_{50\%} = P_{\max i} + 0,5 * (P_f - P_{\max i})$

**Maksymalna liczba godzin stosowania** dla każdego z konsumentów wobec którego świadczona jest taka usługa dla poleceń typu:

- ↪ 1 i 2 wynosi 120 godzin rocznie;
- ↪ 3, 4 i 5 maksymalny łączny czas ich trwania rocznie wynosi 120 godzin.

**Ilość godzin stosowania każdego rodzaju polecenia** wylicza się jako sumę czasów trwania wszystkich okresów, na które wnosić się będzie o zmniejszenie mocy.

Dla każdego z konsumentów przy świadczeniu tej usługi maksymalna ilość poleceń zmniejszenia mocy, niezależnie od rodzaju, może wynieść pięć tygodniowo i jedno dziennie.

#### **Tryby kontraktowania:**

- ↪ **tryb a:** wyłącznie typy 3, 4 i 5;
- ↪ **tryb b:** wszystkie pięć typów.

**W uzasadnionych przypadkach Operatorzy sieci dystrybucyjnych mogą zwrócić się do Operatora Systemu o wydanie polecenia zmniejszenia mocy w obszarze sieci którą dysponują.**

**Operator Systemu może zastosować polecenia zmniejszenia mocy typu 1 i 2 w przypadku, kiedy stosunek pomiędzy przewidywaną mocą dostępną w sieci a przewidywanym popytem na moc za ten okres byłby **mniej niż 1,10**.**



Wynagrodzenie za usługę ciągłych dostaw jest wyceniana zgodnie z następującym wzorem:

$$R_{SI} = D \times F_E$$

Gdzie:

$R_{SI}$  - roczne wynagrodzenie za usługę ciągłych dostaw w euro, z maksymalnym limitem na każdego dostawcę  
usługi w wysokości **20 € za MWh wykorzystanej usługi**;

$F_E$  - wysokość rocznych opłat za energię w euro, obliczonych na podstawie następującego wzoru:

$$F_E = \sum_{h=1}^4 [P_{eh} \left( \sum_{i=1}^6 E_j \alpha_j \right)_h]$$

Gdzie:

$P_{eh}$  - średnia cena energii w €/MWh za kwartał h (podawana na każdy kwartał przez Generalną Dyрекcję Polityki Energetycznej i Górnictwa w oparciu o ceny rynkowe: *dzienne, terminowe, z przetargów*);

$E_j$  - roczne zużycie energii elektrycznej w kWh/godz. w każdym okresie taryfowym „j”;

$\alpha_j$  - współczynnik modulacji obciążenia o następujących wartościach w każdym z okresów taryfowych „j”

Okres taryfowy	1	2	3	4	5	6
$\alpha_j$	0,046	0,096	0,09	0,176	0,244	1,390

# Rozporządzenie ITC/2370/2007 – zniżka roczna w % .

**DI** - zniżka roczna w % obliczana na podstawie wzoru:

$$DI = 0,78 \frac{H - 2100}{H} \left[ \frac{S \sum_{i=1}^n Ki(P_{m1} - P_{max i})}{P_{m1}} \right]$$

Gdzie:

**H** - roczna ilości godzin użytkowania, wynik dzielenia całkowitego rocznego zużycia w kWh przez moc

$P_{m1}$  w kWh, ( $14\ 000 \geq H \geq 0$  dla  $H: <2100-0; >14\ 000-14\ 000$ );

**S** - współczynnik przypadku zależny od ilości zakontraktowanych usług, typu zniżek mocy;

**Ki** - stała o wartości określonej osobno dla każdego: typu i zakontraktowanego przez dostawcę usługi polecenia zmniejszenia mocy.

Ilość typów	<b>S</b>
<b>3</b>	0,85
<b>5</b>	0,65

Typ	<b>K</b>
<b>1</b>	25
<b>2</b>	25
<b>3</b>	14
<b>4</b>	16
<b>5</b>	20

$P_{m1}$  - średnia moc skonsumowana przez dostawcę tej usługi w okresie taryfowym (*wynik dzielenia energii zużytej w 1 okresie taryfowym przez ilość godzin tego okresu*), przy odliczeniu liczby godzin zastosowania poleceń zmniejszenia mocy w tym okresie.

$P_{maxj}$  - maksymalna możliwa do uzyskania przez konsumenta moc rezydualna w każdym z typów „i”, którym będzie podlegał;

$\sum Ki(P_{m1} - P_{maxi})$  - suma produktów  $Ki(P_{m1} - P_{maxi})$  w podziale na każdy typ "i" zakontraktowanego zmniejszenia

mocy. Jeśli  $(P_{m1} - P_{maxi}) < 0$ , przyjmuje się wartość równą 0.

$$DI = 0,78 \times \frac{14000 - 2100}{14000} \times \left[ \frac{0,85 \times 0,25 [(60 - 40) + (60 - 40) + (60 - 40)(60 - 40) + (60 - 40) + (60 - 40)]}{60} \right] \times 100 = 28\%$$

## Operator Systemu

- ↪ co miesiąc dokonuje tymczasowego rozliczenia *a konto* rocznego rozliczenia końcowego, obliczane w następujący sposób:
- ↪ wylicza dla każdego z konsumentów procentową zniżkę (*DI*);
- ↪ do obliczania parametru *H* bierze się energię rzeczywiście dostarczoną od początku okresu rocznego do ostatniego dnia danego miesiąca podzieloną przez ilość miesięcy, jakie upłynęły w danym roku i przemnożoną przez 12;
- ↪ tak obliczone odliczenie procentowe (*zniżka DI*) jest stosowane do faktury odpowiadającej energii aktywnej za ten sam okres, jaki upłynął (*FE*).
- ↪ **Operator Systemu** przekazuje co miesiąc **Krajowej Komisji Energetyki** dane dotyczące fakturowania tymczasowego z tytułu wynagrodzenia za tę usługę oraz dane, które posłużyły do ich wyliczenia.

## Krajowa Komisja Energetyki

- ↪ dokonuje co miesiąc przelewu środków za tę usługę na konto Operatora Systemu dnia 30 miesiąca  $m + 2$ , którego dotyczy faktura za tę usługę.

## **Operator Systemu**

- ↪ 10 dni roboczych począwszy od dnia, w którym Operator Systemu otrzymał przelew środków rozlicza tymczasowo *a konto* końcowego rozliczenia rocznego usługę z każdym z dostawców.

Nie opłaca się na każdy megawat zainstalowany w energetyce wiatrowej budować megawata zainstalowanego w elektrowni gazowej, by zapewnić w ten sposób 100% regulacyjność na wypadek przerw w generacji ferm wiatrowych. Bardziej ekonomiczne jest uruchomienie rezerwy bilansującej skumulowanej u przemysłowych odbiorców energii elektrycznej.

### Składniki wyceny usług systemowych świadczonych przez odbiorców przemysłowych

- ↪ koszt stały elektrowni gazowej którą należało by wybudować dla pokrycia rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną (*opłata za gotowość do świadczenia usługi*);
  - amortyzacja pokrywająca koszty inwestycyjne;
  - różnego rodzaju opłaty eksploatacyjne;
  - Place pracowników;
- ↪ koszt zmienny produkcji energii elektrycznej w elektrowni gazowej (*opłata za świadczenie usługi redukcji zużycia*).
  - wartość uprawnień do emisji niezbędnych do wyprodukowania energii elektrycznej na pokrycie „zredukowanego” przez odbiorców przemysłowych zapotrzebowania;
  - koszt zużytego paliwa;
  - Koszt materiałów eksploatacyjnych.

DZIĘKUJĘ ZA UWAGĘ