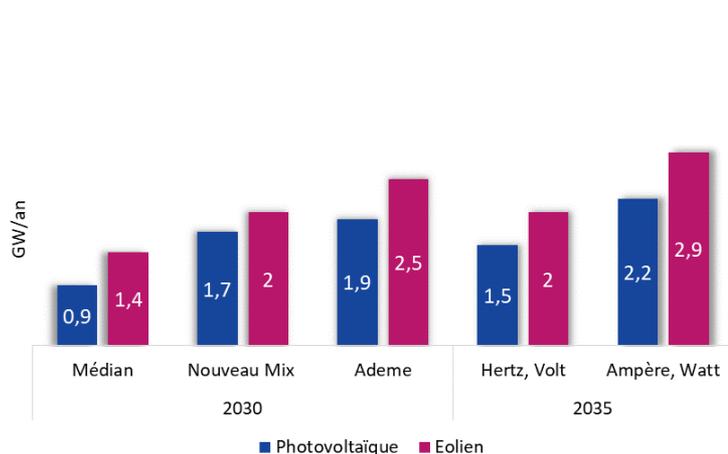


# ETUDE PEPS4 SUR LE POTENTIEL NATIONAL DU STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ ET DU POWER-TO-GAZ

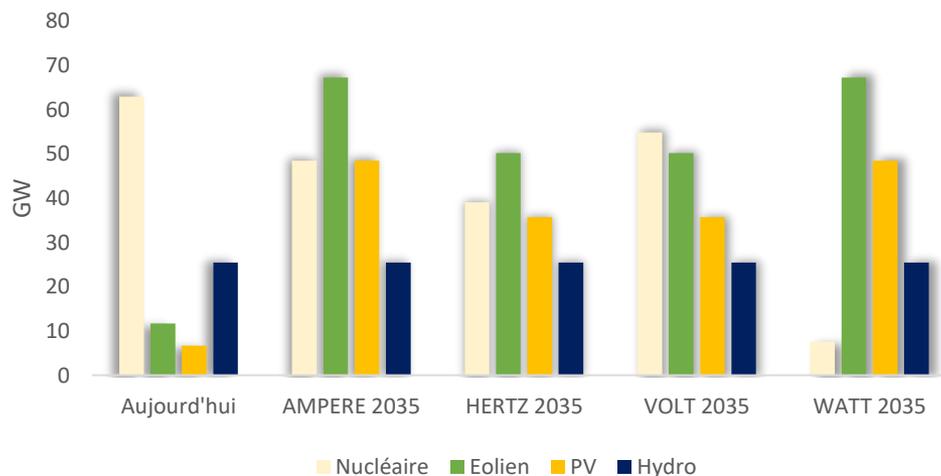
COLLOQUE STOCKAGE - 14/11/2018

## La baisse de coûts des EnR permet de prévoir un développement EnR plus rapide

Les scénarios du Bilan Prévisionnel 2017 prévoient un déploiement du PV et de l'éolien bien supérieur à celui prévu dans les scénarios du BP 2014 utilisés dans l'étude PEPS1



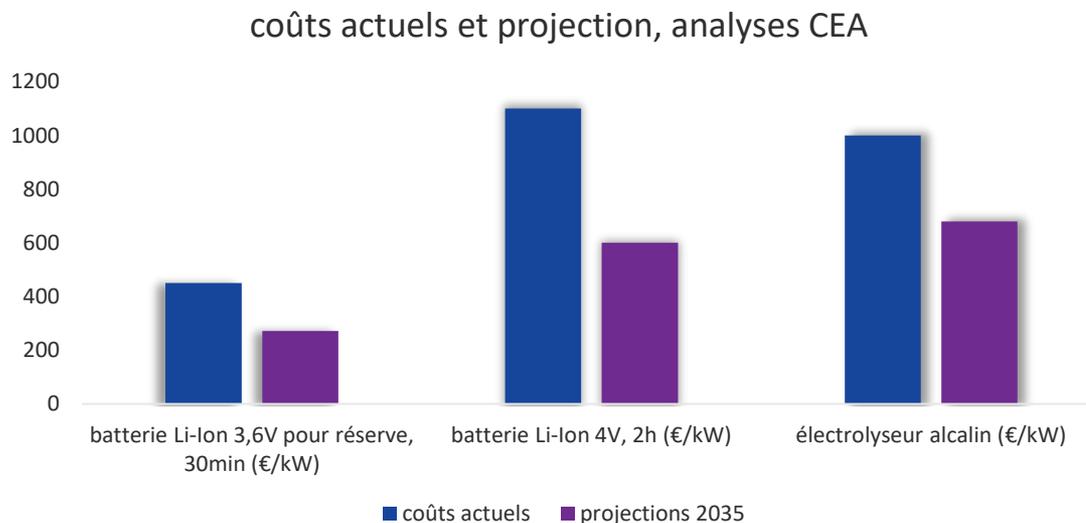
Rythme de déploiement de nouvelles capacités installées PV et éoliennes, en GW par an à partir de 2016



Capacités installées en nucléaire, éoliennes, PV et hydro aujourd'hui et dans les scénarios RTE 2035

## Une baisse prévue des coûts des technologies de stockage et power to gas

Le coût des batteries et des électrolyseurs suit une tendance décroissante forte qui est vouée à se prolonger.



Inclus dans les CAPEX: conversion, BoS (transformateur, protection...), auxiliaires et installation.  
Les valeurs affichées sont pour des systèmes d'1MW ou plus.

## Analyse de plusieurs cas d'étude, à la marge de scénarios référents.

L'étude s'intéresse à la valeur du stockage et du power-to-gas **pour la collectivité**, calculée par modélisation et simulation des systèmes énergétiques avec **Artelys Crystal** dans chacun des cas

### Stockage centralisé en métropole

Stockage centralisé pour les arbitrages électriques, la participation aux services systèmes et à la pointe de consommation

### Power-to-gas

Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau pour l'industrie, la mobilité et l'injection dans le réseau de gaz en France métropolitaine

### Véhicules électriques

Vehicle-to-grid pour les véhicules électriques en France métropolitaine

### Alimentation sans interruption

Stockage pour service ASI (UPS) sur site tertiaire ou industriel en métropole

### Autoconsommation collective

Stockage pour l'autoconsommation collective dans un bâtiment faible consommation en métropole

### Site isolé

Stockage + PV sur un site éloigné des réseaux nationaux

### Pays en forte croissance

Stockage pour faciliter le développement des EnR dans un pays dont la demande est en forte croissance

### Zones non-interconnectées

Stockage centralisé pour arbitrage, réserve et capacité ou stockage en complément de production solaire (AO CRE)

## Analyse de plusieurs cas d'étude, à la marge de scénarios référents.

L'étude s'intéresse à la valeur du stockage et du power-to-gas **pour la collectivité**, calculée par modélisation et simulation des systèmes énergétiques avec **Artelys Crystal** dans chacun des cas

### Stockage centralisé en métropole

Stockage centralisé pour les arbitrages électriques, la participation aux services systèmes et à la pointe de consommation

### Power-to-gas

Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau pour l'industrie, la mobilité et l'injection dans le réseau de gaz en France métropolitaine

### Véhicules électriques

Vehicle-to-grid pour les véhicules électriques en France métropolitaine

### Alimentation sans interruption

Stockage pour service ASI (UPS) sur site tertiaire ou industriel en métropole

### Autoconsommation collective

Stockage pour l'autoconsommation collective dans un bâtiment faible consommation en métropole

### Site isolé

Stockage + PV sur un site éloigné des réseaux nationaux

### Pays en forte croissance

Stockage pour faciliter le développement des EnR dans un pays dont la demande est en forte croissance

### Zones non-interconnectées

Stockage centralisé pour arbitrage, réserve et capacité ou stockage en complément de production solaire (AO CRE)

Etudiés à la marge des scénarios 2035 du BP2017 de RTE

L'analyse des ZNIs repose sur une modélisation de l'île de la Réunion, pour 2 scénarios (PPE, Ademe)

## **La production d'hydrogène par électrolyse peut être très intéressante par rapport à la production par vaporeformage**

Aujourd'hui, l'industrie consomme environ 900 kt d'hydrogène produit par vaporeformage, consommant du méthane et émettant du CO<sub>2</sub>.

La présence de **2000 à 3000 heures** de surplus d'énergie dans les scénarios Volt et Ampère permet de rendre la production d'hydrogène (décarboné) par électrolyse attractive, en fonction du coût de la tonne de CO<sub>2</sub>.

Différents cas d'applications ont été étudiés, à la marge des scénarios du Bilan prévisionnel:

- Power-to-Hydrogen sur site industriel en remplacement d'installation de vaporeformage, avec un stockage souterrain
- Power-to-Hydrogen sur site industriel sans capacités de stockage, avec vaporeformage en back-up
- Power-to-Hydrogen pour la mobilité hydrogène
- Power-to-Hydrogen pour l'injection dans le réseau de gaz

## Dès 100 €/t CO<sub>2</sub>, des électrolyseurs avec stockage de l'hydrogène peuvent être économiquement rentables, dans les scénarios Volt et Ampère

Les surplus d'électricité EnR et nucléaire fréquents pour ces scénarios (2000 et 3000h) permettent à l'électrolyse industrielle de produire de l'hydrogène décarboné à prix compétitif.

L'hydrogène est majoritairement produit pendant l'été ou à mi-saison (au moment où l'électricité est décarbonée), ce qui **nécessite un stockage inter-saisonnier** (de 4 kt à 10kt), le stockage par citerne ne permettant de stocker les volumes considérés.

Pour couvrir une demande d'hydrogène constante sur l'année	Scénario Ampère	Scénario Hertz	Scénario Volt	Scénario Watt
Facteur de charge annuel de l'électrolyseur	35 %	10%	24%	< 10%
Capacité de stockage H <sub>2</sub> *	60j	150j	90j	>150j
Coût de production total	2,7 €/kg 80 €/MWh	10 €/kg	3,9 €/kg	> 10 €/kg
Coût de référence pour une production par vaporéformage	3,6 €/kg (ETS à 108 €/t <sub>CO2</sub> )	3,2 €/kg (ETS à 32 €/t <sub>CO2</sub> )	3,2 €/kg (ETS à 32 €/t <sub>CO2</sub> )	3,6 €/kg (ETS à 108 €/t <sub>CO2</sub> )
Prix du CO <sub>2</sub> permettant d'assurer la rentabilité	Rentable avec le prix ETS	750 €/t	110 €/t	>1000 €/t

\* Hypothèses prises pour le stockage souterrain: cavité saline, 0,25€/kg d'hydrogène stocké incluant coût de compression et CAPEX (évaluation basée sur UKSHEC, Technological Characterisation of Hydrogen Storage and Distribution Technologies).

## Les perspectives pour le P2G dépendent fortement du coût de la tonne de CO2 évitée attendu en 2030

Coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée pour différentes technologies de production de gaz décarboné en 2035

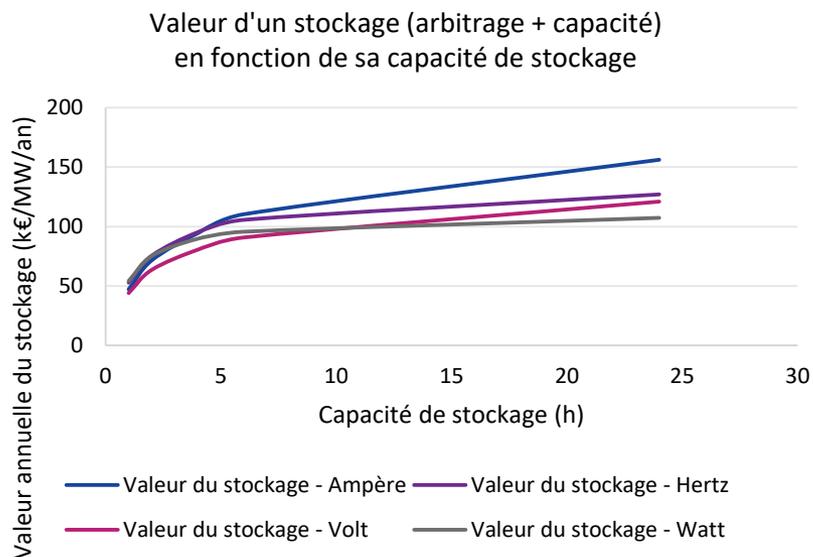


<sup>1</sup> En remplacement de production centralisée d'hydrogène par vaporéformage

<sup>2</sup> En remplacement de production locale d'hydrogène par vaporéformage

<sup>3</sup> Dans des conditions (volume, lieu, timing) ne générant pas de surcout lié à l'intégration d'hydrogène dans le réseau de gaz

## Le stockage centralisé peut trouver une place dans le mix mais son intérêt économique reste très dépendant des coûts de la technologie et du scénario



En €/kW/an	Coût annuel		Valeur du stockage (arbitrage + capacité)			
	Hypothèse basse	Hypothèse haute	Ampère	Hertz	Volt	Watt
Batterie li-ion (1h, 85%)	34	48	47	53	44	54
Batterie li-ion (2h, 85%)	58	80	72	75	64	75
CAES (6h, 75%)	65	100	99	94	80	83
STEP (24h, 80%)	81	115	154	124	120	102

Intéressant pour l'hypothèse de coût basse uniquement

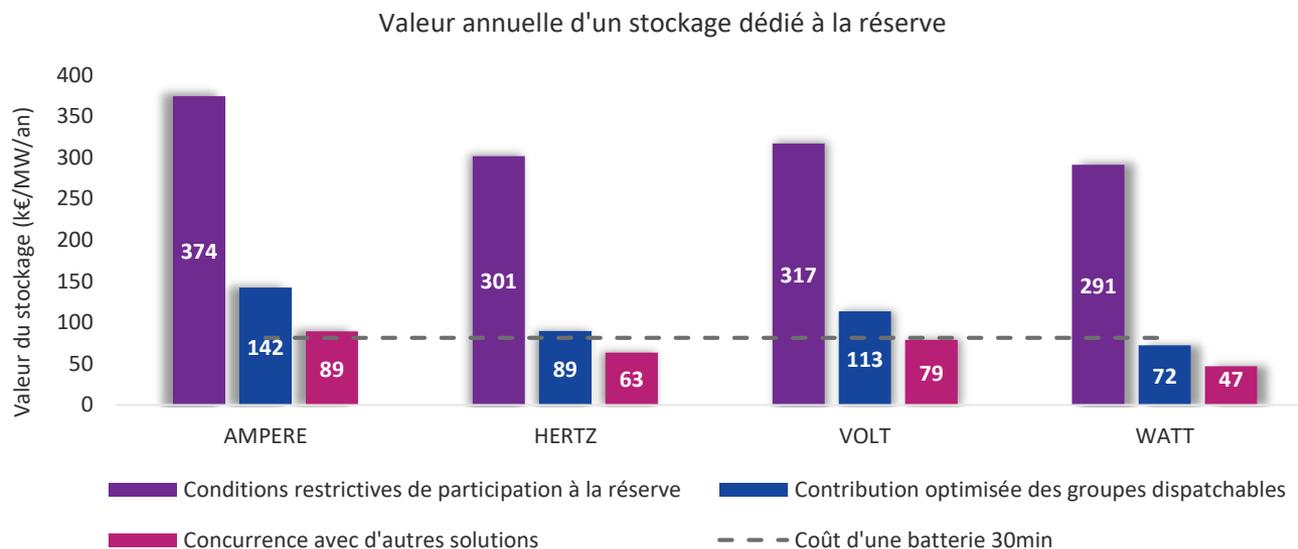
Intéressant pour les 2 hypothèses de coûts considérées

## Les batteries dédiées à la réserve : un business case rentable pour la collectivité mais au gisement limité

Dans des conditions restrictives de participation des groupes thermiques à la réserve (7% de la capacité), la valeur de la réserve est plus élevée qu'aujourd'hui, du fait de la baisse des productions gaz et charbon.

Une meilleure optimisation du parc de production (participation possible à hauteur des gradients techniques) permet de réduire fortement le coût de la réserve. Les batteries restent malgré tout très rentables

Dans le cas d'une concurrence d'autres fournisseurs de réserve - DSR, véhicule électrique, couplage de marché – (modélisé comme un besoin de réserve réduit de 40%), sa valeur diminue fortement (de 30 à 40%).



## Les capacités de stockage en back-up dans les sites tertiaires/industriels peuvent fournir des services de flexibilité à moindre coût

Les batteries UPS existantes, nécessaires pour se prémunir contre les interruptions de courant, sont principalement au plomb et à courte durée de décharge (15 min)

Elles pourraient être remplacées en fin de vie par des batteries de quelques heures pour servir à l'arbitrage et couvrir la pointe de demande.

Le gisement représente environ **6 GW de capacité en France\*** (batteries de plus de 200kW)

En (k€/MW/an)	Utilisation de batteries Li-Ion 1 h	Utilisation de batteries Li-Ion 2h
Coût d'investissement supplémentaire** (k€/MW/an)	21	49
Valeur du stockage (arbitrage + capacité) AMPERE	47	72
Valeur du stockage (arbitrage + capacité) HERTZ	53	75
Valeur du stockage (arbitrage + capacité) VOLT	44	64
Valeur du stockage (arbitrage + capacité) WATT	54	75

\*Source : Etude Ricardo AEA sur l'UPS pour la Commission Européenne

\*\* Ces valeurs se basent sur l'hypothèse haute pour les batteries li-ion et incluent les économies réalisées par l'investissement évité en batterie plomb: les batteries Li-Ion gardant en permanence une capacité de décharge de 15min, elles peuvent donc fournir un service UPS équivalent

## Dans des systèmes à forts coûts de l'électricité ou en croissance, le stockage est très intéressant

Sur les **sites isolés**, l'installation de stockage de capacité suffisante pour couvrir la nuit permet, combinée à une augmentation des capacités PV, des économies très importantes de fioul.

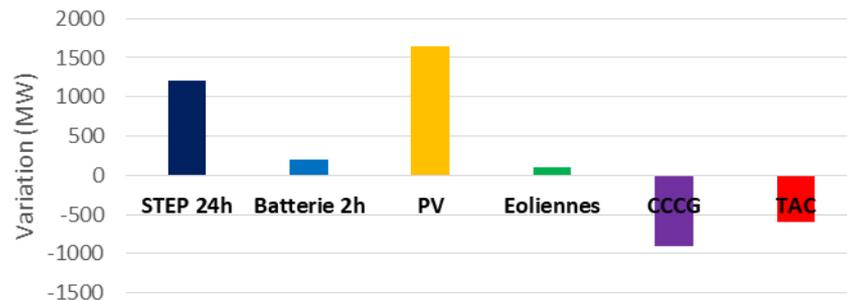


Courbe de production cumulée pour quelques jours dans le cas PV + batterie

Dans des **pays en forte croissance\***, l'installation de stockage centralisé (STEPs, batteries) permet d'augmenter la part EnR tout en réduisant les coûts du système.

	Référence	Avec stockage	Variation
Taux EnR	42%	44%	2%
Emissions de CO2	36,7 Mt	35,7 Mt	- 1 Mt

Impact du stockage sur les nouvelles capacités de productions

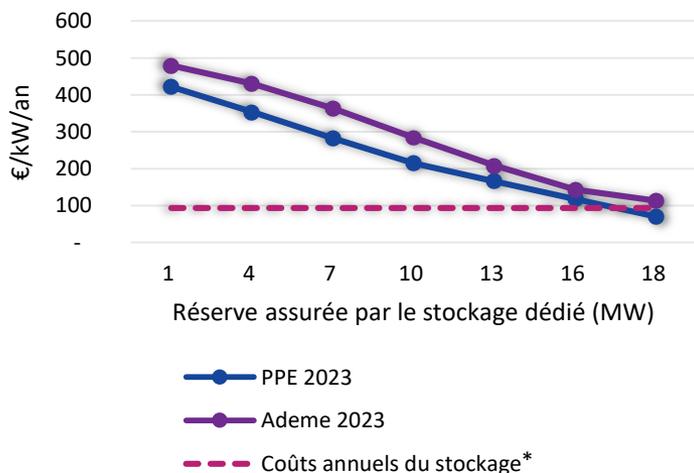


## Un marché très intéressant en ZNI pour le stockage

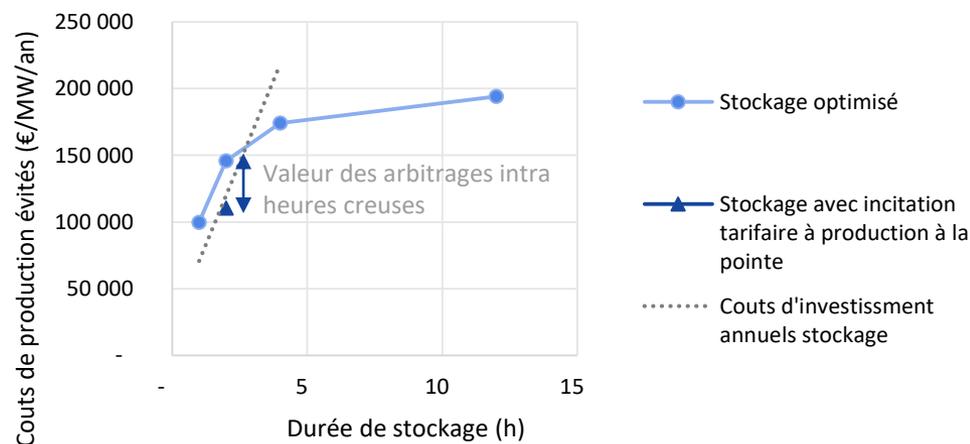
Le stockage trouve une rentabilité dans les différents cas étudiés

- Le stockage pour la réserve rapide est très intéressant quelque soit le scénario (économie de coûts de démarrage et meilleure utilisation du parc)
- Un gisement pour du stockage pour arbitrage se dégage s'il est piloté de façon dynamique. Sa valeur pour la collectivité est très supérieure (+30%) à celle d'un stockage piloté par un signal tarifaire statique.

Valeur d'un stockage dédié à la réserve

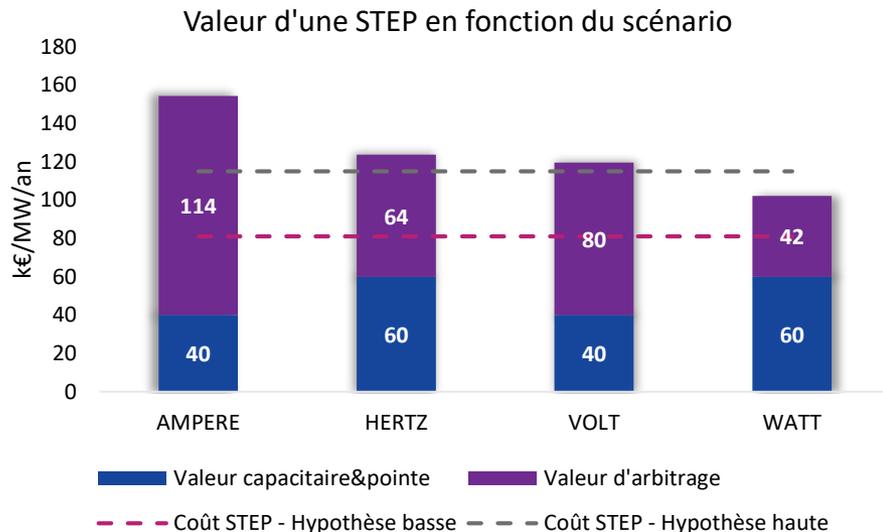


Valeur système de 1 MW de stockage centralisé supplémentaire



## Même pour les cas d'usage rentables, le risque économique est important

La valeur du stockage et du power-to-hydrogen varie considérablement en fonction du scénario. La demande, les capacités EnR et nucléaires et les coûts des combustibles et du CO<sub>2</sub> sont des facteurs qui influent sur la rentabilité et rendent ces actifs économiquement risqués.



	Cas d'un électrolyseur pour l'industrie, avec stockage			
	Ampère	Hertz	Volt	Watt
Coût annuel de l'électrolyseur, M€/an (pour 100MW)	22	22	22	22
Prix CO <sub>2</sub> (€/t)	108	32	32	108
Revenus annuels, M€/an	30	7	17	3

# Merci pour votre attention!

## Contacts:

Maxime Chammas, [maxime.chammas@artelys.com](mailto:maxime.chammas@artelys.com)

Laurent Fournié, [laurent.fournie@artelys.com](mailto:laurent.fournie@artelys.com)



Artelys France  
81 rue Saint-Lazare  
75009 – Paris, FRANCE



Artelys Canada  
3 Place Ville-Marie, Suite 400  
H3B 2E3 – Montréal, QC, CANADA



Artelys USA  
150 N Michigan Avenue, Suite 800  
60601 – Chicago, IL, USA