



Terminologie

Français

1 CONSIDERATIONS GENERALES

Codification des pays de l'UCTE	171
Représentativité	171

2 ENERGIE

2.1	Consommation intérieure nette (GWh)	171
2.2	Consommation intérieure (GWh)	171
2.3	Energie électrique appelée sur le réseau (GWh).....	172
2.4	Energie électrique absorbée pour le pompage (GWh)	172
2.5	Production brute d'énergie électrique (GWh)	172
2.6	Energie électrique absorbée par les groupes auxiliaires (GWh).....	172
2.7	Pertes dans les transformateurs principaux (GWh)	172
2.8	Production nette d'énergie électrique (GWh)	172
2.9	Productibilité (GWh).....	172
2.10	Productibilité moyenne (GWh)	173
2.11	Indice de productibilité d'une région hydroélectrique (%).....	173
2.12	Capacité en énergie électrique d'un réservoir (GWh).....	173
2.13	Réserve utile en énergie électrique d'un réservoir (GWh).....	173
2.14	Coefficient de remplissage en énergie électrique (%)	173
2.15	Importations / Exportations (GWh)	173
2.16	Echange physique d'énergie (GWh)	174
2.17	Autoconsommation (GWh)	174
2.18	Pertes de réseau (GWh)	174

3 PUISSANCE

3.1	Charge (MW)	174
3.2	Puissance nominale	174
3.3	Puissance électrique maximale (MW)	174
3.4	Puissance électrique maximale d'une chute hydroélectrique (MW)	175
3.5	Puissance électrique maximale d'une tranche ou d'une centrale thermique (MW).....	175
3.6	Puissance des flux physiques avec chaque pays contigu (MW).....	175
3.7	Puissance développée en parallèle (MW)	175
3.8	Puissance de production et d'achat intérieur (MW)	175
3.9	Puissance non mobilisable (MW)	176
3.10	Révisions (centrales thermiques) (MW)	176
3.11	Défaillances (centrales thermiques) (MW)	176
3.12	Réserve services système (MW)	176
3.13	Puissance garantie (MW)	177
3.14	Marge par rapport à la charge maximale mensuelle (MW)	177
3.15	Puissance restant disponible (MW)	178

4 DIVERS

4.1	Classification des entreprises électriques	178
4.1.1	Service public	178
4.1.1.1	Entreprises électriques de service public	178
4.1.1.2	Producteurs autonomes	178
4.1.2	Autoproducteurs	178
4.2	Période de construction d'une centrale	178
4.2.1	Centrales en projet	178
4.2.1.1	Accords reçus	178
4.2.1.2	Travaux préliminaires	179
4.2.1.3	Passation des contrats principaux	179
4.2.2	Installations en construction	179
4.2.3	Premier couplage au réseau	179
4.2.4	Après le premier couplage au réseau	179
4.2.5	Mise en service industriel	179
4.3	Classification des chutes hydroélectriques	179
4.3.1	Chutes au fil de l'eau	179
4.3.2	Chutes avec réserve	179
4.3.3	Classification des chutes avec pompage	180
4.3.4	Chutes de pompage pur	180
4.3.5	Chutes de pompage mixte	180
4.4	Classification des centrales thermiques et autres sources	180
4.4.1	Centrales thermiques classiques	180
4.4.2	Centrales nucléaires	181
4.4.3	Autres sources	181
4.5	Classification des combustibles	181
4.6	Installations à déclasser (MW)	182
4.7	Circuit de ligne ou câble électrique	182
4.8	Longueur d'un circuit de ligne ou de câble électrique (km)	182
4.9	Lignes de transport en service	182
4.10	Réseau d'interconnexion	182
4.11	Bilan de puissance	182
4.11.1	Objectif du bilan	182
4.11.2	Structure générale du bilan de puissance	183
4.11.3	Point de référence	183
4.11.4	Hypothèses	183

1 CONSIDERATIONS GENERALES

Codification des pays de l'UCTE

Les pays représentés à l'UCTE sont identifiés par les abréviations suivantes :

· Belgique	B
· Allemagne	D
· Espagne	E
· France	F
· Grèce	GR
· Italie	I
· Slovénie	SLO
· Croatie	HR
· RFY + FYROM	JIEL
(Rép. Fédérale de Yougoslavie et Former Yugoslav Rep. of Macedonia)	
· Luxembourg	L
· Pays-Bas	NL
· Autriche	A
· Portugal	P
· Suisse	CH
· République Tchèque	CZ
· Hongrie	H
· Pologne	PL
· République Slovaque	SK

Représentativité

Pour la plupart des pays, les statistiques ne représentent pas les valeurs globales du pays, mais seulement le secteur participant à l'exploitation en parallèle des réseaux THT et HT de l'alimentation publique/générale, c'est à dire les entreprises électriques de service publique (au sens de la terminologie UCTE - § 4.1.1) et en plus, dans certains pays, tout ou partie des autoproducteurs, dont notamment leur livraison au réseau public. Le champ couvert par ces statistiques représente pour chaque pays entre 75 et 100% de la distribution totale. De ce fait, pour quelques pays, il en résulte des écarts par rapport à d'autres statistiques comparables et aux valeurs affichées dans les publications de l'UCTE.

2 ENERGIE

2.1 Consommation intérieure nette (GWh)

La "consommation intérieure nette" est la somme de :

- quantités d'énergie électrique livrées par les services publics aux consommateurs finals connectés sur le réseau (ou système) pris en compte;
- quantités d'énergie électrique produites (ou importées) par des industriels ou commerçants des pays considérés et utilisées directement pour leur propre besoin ou éventuellement livrées à des consommateurs ;
- quantités d'énergie consommées dans les locaux (bureaux, ateliers, entrepôts...) des services publics en excluant l'énergie électrique consommée par les groupes auxiliaires des centrales, des pertes dans les transformateurs principaux, et de l'énergie électrique absorbée pour le pompage ainsi que les pertes en réseau. Ces consommations sont communément appelées "consommation propre du secteur électricité".

2.2 Consommation intérieure (GWh)

La "consommation intérieure" est la consommation intérieure nette + les pertes en réseau sans la consommation de pompage.

2.3 Energie électrique appelée sur le réseau (GWh)

L'énergie électrique appelée sur le réseau est l'énergie qui doit être fournie à celui-ci pour assurer la fourniture exigée par la consommation intérieure.

Dans le cas particulier d'un réseau national, elle est égale à la somme des énergies électriques nettes produites par toutes les centrales de ce pays, diminuée des quantités absorbées simultanément pour le pompage et augmentée (ou diminuée) des quantités d'énergie électrique importées de l'étranger (ou exportées vers l'étranger).

2.4 Energie électrique absorbée pour le pompage/Consommation de pompage (GWh)

L'énergie électrique absorbée pour le pompage est l'énergie électrique consommée par les groupes motopompes pour l'élévation de l'eau dans les réservoirs en vue de la production d'énergie électrique. Elle doit comprendre en principe la consommation des services auxiliaires et les pertes dans les transformateurs au cours du pompage.

2.5 Production brute d'énergie électrique (GWh)

La *production brute d'énergie électrique* d'une tranche, d'une centrale, d'un groupe de centrales, d'une région ou d'un pays durant un intervalle de temps déterminé est la somme des énergies électriques produites (y compris celle résultant du turbinage du pompage) pour l'ensemble des groupes concernés, mesurée à la sortie des générateurs principaux.

2.6 Energie électrique absorbée par les groupes auxiliaires (GWh)

L'énergie électrique absorbée par les groupes auxiliaires est la somme de toutes les consommations d'auxiliaires pour tous les groupes pris en compte durant les périodes de fonctionnement et d'arrêt des groupes.

2.7 Pertes dans les transformateurs principaux (GWh)

Les *pertes dans les transformateurs principaux* prises en compte sont celles affectées durant les périodes de fonctionnement et d'arrêt des groupes. Ces pertes peuvent être soit mesurées, soit évaluées.

2.8 Production nette d'énergie électrique (GWh)

La *production nette d'énergie électrique* est égale à la production brute d'énergie électrique diminuée de l'énergie électrique absorbée par les groupes auxiliaires et des pertes dans les transformateurs principaux.

2.9 Productibilité (GWh)

La *productibilité* ou l'énergie potentielle d'une chute hydroélectrique pendant un intervalle de temps déterminé est la quantité maximale d'énergie électrique que l'ensemble des apports corrigés constatés, écrêtés au débit d'équipement, lui permettrait de produire dans les conditions les plus favorables.

Note : Cette définition théorique implique que la gestion des réservoirs ait été faite en vue d'une optimisation du rendement tout en minimisant les pertes, au sein et au-delà de l'intervalle de temps auquel est référée la valeur de la productibilité. Cette valeur ne devrait donc pas être déduite des résultats d'exploitation car ceux-ci sont la conséquence de règles de gestion des réserves qui répondent à des impératifs économiques qui peuvent varier au cours des années.

Pour des informations plus détaillées, il est utile de se référer à la terminologie UNIPEDÉ.

2.10 Productivité moyenne (GWh)

La *productivité moyenne* d'une chute est la moyenne des productivités d'une série d'années la plus longue possible (minimum 10 ans, pour les aménagements nouveaux on prend les informations ayant justifié l'équipement).

Diverses productivités moyennes ne sont homogènes et comparables entre elles que si elles sont déterminées en prenant en compte les mêmes années et se réfèrent à un type d'équipement donné.

2.11 Indice de productivité d'une région hydroélectrique (%)

L'*indice de productivité d'une région hydroélectrique*, pour un intervalle de temps déterminé est le quotient de sa productivité réalisée par sa productivité moyenne, toutes deux relatives à cette période et à un même équipement hydroélectrique de la région. Il caractérise donc la valeur relative des apports corrigés dans le cadre d'un niveau d'équipement déterminé.

Divers indices de productivité, relatifs à une même région ou à des régions différentes, ne sont homogènes et comparables que s'ils sont calculés en prenant la même date comme critère de niveaux d'équipement hydroélectrique et la même série d'années pour la détermination des productivités moyennes.

2.12 Capacité en énergie électrique d'un réservoir (GWh)

La *capacité en énergie électrique d'un réservoir* est la quantité d'énergie électrique qui serait produite dans sa propre chute et dans toutes les chutes situées à l'aval de celle-ci par la vidange complète de sa capacité utile en eau, cette vidange étant supposée faite en l'absence d'apports naturels et à une cadence excluant toute perte d'eau.

L'aval du réservoir qu'il faut considérer pour la prise en compte des centrales qui s'y trouvent s'étend en principe jusqu'à la mer ou la limite du pays. Lorsque les nécessités pratiques obligent à limiter cet aval aux frontières de l'entreprise exploitante ou du pays, cette limitation doit être précisée dans la statistique. D'une manière générale, les centrales les moins importantes de cet aval peuvent être négligées si leur prise en compte présente trop de difficulté.

2.13 Réserve utile en énergie électrique d'un réservoir (GWh)

La *réserve utile en énergie électrique*, à un instant donné, d'un réservoir est la quantité d'énergie électrique qui serait produite dans sa propre chute et dans toutes les chutes situées à l'aval de celle-ci, par la vidange complète de sa réserve utile en eau à cet instant, cette vidange étant supposée faite en l'absence d'apports naturels et à une cadence excluant toute perte d'eau.

2.14 Coefficient de remplissage en énergie électrique (%)

Le *coefficient de remplissage en énergie électrique* d'un réservoir, à un instant donné est le quotient de sa réserve utile en énergie électrique à cet instant par sa capacité en énergie électrique. Ce concept peut être étendu à un groupe de réservoirs.

2.15 Importations / Exportations (GWh)

Les *Importations / Exportations* sont des valeurs qui tiennent compte des valeurs physiques échangées sur l'interconnexion mais également:

- d'une part des valeurs échangées sur des lignes à 110 kV non suivies par l'interconnexion;
- d'autre part de valeurs résultantes du respect de conventions internationales (droit d'eau).

Dans le cadre du suivi de l'interconnexion, seules les lignes répertoriées comme telles sont prises en compte.

2.16 Echange physique d'énergie (GWh)

L'échange physique d'énergie électrique est soit le solde (différence importations/exportations) soit le volume (Somme importations/exportations) de l'énergie électrique transitant entre pays voisins.

2.17 Autoconsommation (GWh)

L'autoconsommation chez un client est l'énergie électrique consommée pour son activité économique sur sa production propre.

Cette valeur peut être égale :

- soit à sa production d'énergie électrique totale ;
- soit à sa production totale moins l'énergie fournie à d'autres utilisateurs.

2.18 Pertes de réseau (GWh)

Les pertes de réseau dans les réseaux de transport et de distribution sont calculées comme étant la différence entre l'énergie électrique appelée sur le réseau et la consommation intérieure nette.

3 PUISSANCES

3.1 Charge (MW)

La charge est la valeur, à l'instant donné, de la puissance électrique débitée ou absorbée en un point quelconque du système et déterminée soit par une mesure instantanée, soit à partir de l'intégration de la puissance pendant un intervalle de temps donné. La charge peut se référer à un abonné, un appareil, un groupe d'abonnés ou d'appareils, un réseau.

Pour le bilan de puissance, la charge de chaque pays est aussi désignée charge de référence à 11 heures le 3^{ème} mercredi du mois, sans prendre en compte la puissance exportée.

3.2 Puissance nominale

Puissance permanente maximale - sans limitation temporelle ni limitation de la durée de vie et de la sûreté - d'une installation de production d'énergie pour laquelle celle-ci a été conçue (dimensionnée) ou par laquelle celle-ci est désignée.

3.3 Puissance électrique maximale (MW)

La puissance électrique maximale est la puissance maximale réalisable qui peut être produite, transportée ou distribuée pendant un temps de fonctionnement prolongé, la totalité des installations étant supposée entièrement en état de marche. Elle correspond à la puissance maximale réalisable pour un temps prolongé de la partie la moins puissante de la centrale, qui peut être développée dans des conditions moyennes concernant l'eau de refroidissement, le combustible, etc. Des installations provisoirement non-utilisables, par exemple en réparation ou en révision, ne diminuent pas la puissance électrique maximale.

Cette valeur reste constante pour un même équipement à moins que, par suite d'une modification de caractère permanent, la direction de l'entreprise ne décide de substituer une nouvelle valeur à la valeur initiale.

Différentes puissances maximales sont définies dans ce document :

- Tranche d'une centrale thermique,
- Installation de production combinée d'énergie électrique et de chaleur,
- Chute hydroélectrique,
- Interconnexion.

La puissance électrique maximale d'un ensemble de tranches ou de centrales est la somme arithmétique des puissances

électriques maximales de tous ces équipements. Elle ne tient donc pas compte des insuffisances éventuelles qui peuvent exister d'une manière permanente ou temporaire.

3.4 Puissance électrique maximale d'une chute hydroélectrique (MW)

La *puissance électrique maximale d'une chute hydroélectrique* est la puissance électrique maximale réalisable par cette chute en continu pendant une période prolongée (généralement au moins 4 h) et compatible avec le fonctionnement normal pour la production exclusive de puissance active, la totalité de ses installations étant supposée entièrement en état de marche, les conditions de débit et de hauteur de chute étant optimales.

Les conditions de fonctionnement admises sont précisées ci-dessous:

- la chute dispose de la totalité de ses installations, supposées entièrement en état de marche, mais compte tenu de leur usure de caractère permanent. Elle les utilise sans réserve, à la charge maximale compatible sous les normes admises et sans recherche du rendement optimal, avec la durée de fonctionnement envisagée, pour la production exclusive de puissance active;
- elle dispose des conditions optimales de débit et de chute correspondant à la durée de fonctionnement compatible avec la sécurité;
- elle est soumise aux sujétions de toutes natures propres à l'aménagement lui-même, telles que : le dimensionnement des ouvrages d'aménée, des vannes, des conduites forcées, des ouvrages de sortie, etc... ;
- sa production n'est limitée par aucune insuffisance permanente ou temporaire des installations du réseau ou des besoins de la consommation.

3.5 Puissance électrique maximale d'une tranche ou d'une centrale thermique (MW)

La *puissance électrique maximale d'une tranche ou d'une centrale thermique* est la puissance maximale concernant la seule puissance active qui peut être produite en continu durant une période de fonctionnement prolongée. La totalité des installations est supposée entièrement en état de marche et les combustibles disponibles en quantité suffisante dans la qualité habituelle.

Cette puissance doit être établie en tenant compte des conditions climatiques moyennes relatives au site.

La puissance électrique maximale exclut la puissance des centrales ou tranches qui sont placées en réserve pour une période supérieure à l'année.

3.6 Puissance des flux physiques avec chaque pays contigu (MW)

La *puissance des flux physiques avec chaque pays contigu* enregistre le solde des puissances des flux physiques, mesuré à 3 h et 11 h (heure Europe centrale) aux extrémités des lignes d'interconnexion (≥ 110 kV). En général, une station de mesure est prise comme référence en accord entre les partenaires.

3.7 Puissance développée en parallèle (MW)

La *puissance développée en parallèle* est la somme des puissances nettes de production des groupes fonctionnant en régime synchrone. Elle tient compte des puissances en réserve tournante mais exclue les groupes débitant sur des systèmes raccordés en courant continu au réseau interconnecté et ceux ne fonctionnant pas à 50 Hz.

3.8 Puissance de production et d'achat intérieur (MW)

La *puissance de production et d'achat intérieur* représente les puissances maximales des centrales des entreprises électriques de service public, de production autonome et des autoproducteurs de chacun des pays. Elles sont réparties en centrales hydroélectriques, centrales nucléaires, centrales thermiques classiques et autres sources.

La puissance des centrales exploitées en commun avec des partenaires étrangers (centrale en participation) est en totalité comprise dans la puissance du pays sur lequel elle est située.

Dans le cas des centrales situées à la frontière de deux pays, chaque quote part est respectivement déclarée par chaque pays.

3.9 Puissance non mobilisable (MW)

Une part de la puissance maximale de production et d'achat intérieure indiquée n'est pas à la libre disposition du dispatching. Il s'agit de:

La puissance non mobilisable par manque temporaire d'énergie primaire:

- Les centrales au fil de l'eau dont les apports moyens observés se trouvent réduits à certaines époques de l'année (contraintes hydrauliques);
- La puissance des centrales hydrauliques subissant des réductions de puissance momentanée:
 - * capacité limitée de stockage ne permettant pas d'atteindre la puissance maximale au moment des fortes charges,
 - * pertes en cas de crue,
 - * perte de hauteur de chute,
 - * limitation des débits en aval de l'installation;
- Les centrales marémotrices fonctionnant au rythme de l'amplitude des marées;
- Les centrales géothermiques;
- Les centrales thermiques classiques brûlant du combustible dont on ne peut tirer pleinement partie, comme du charbon non approprié à la tranche en question;
- Les centrales au fuel oil et au gaz naturel dont la fourniture peut être interrompue;
- Les éoliennes qui manquent de vent.

Réduction de puissance due à des contraintes techniques telles que:

- Réfrigération de centrales;
- La puissance des centrales hydrauliques, qui sont en révision ou en avaries pour cause de dérangement;
- La puissance ne pouvant être transportée par insuffisance de la capacité de transport (contraintes de réseau);
- Puissance de centrales en construction, dont la mise en service est prévue pour une date déterminée, mais qui ne sera pas mise à disposition par suite de retard;
- Puissance des tranches qui sont adaptées pour fonctionner à un autre combustible ou qui ont été équipées après coup d'installations de désulfuration et de dénitrification;
- Quote part des puissances de centrales en essai dont on admet qu'elle ne peut pas être mise en oeuvre ou qu'elle n'est effectivement pas mobilisable.

Réduction de puissance due à des contraintes organisationnelles

- Puissance en réserve et qui ne peut être dégagée que dans des circonstances exceptionnelles;
- Puissances d'installations liées à une exploitation locale, ville ou région ou industriel (autoproducteur), et non mobilisable pour le réseau interconnecté;
- Les centrales nucléaires fonctionnant en stretch out.

La puissance provenant de centrales à usage multiple

dont la puissance est réduite au profit d'autres usages, comme par exemple:

- puissance associée à la production de chaleur;
- mise à disposition d'eau pour l'irrigation, navigation, tourisme etc...

Réduction de puissance due à des contraintes d'environnement

3.10 Révisions (centrales thermiques) (MW)

Chaque entreprise établit un programme pour mener à bien les révisions nécessaires dans les centrales. Elles sont principalement effectuées pendant les mois d'été et de demi-saison, où la charge est basse suivant le cycle saisonnier

et où dans certains pays, les installations au fil de l'eau enregistrent un surcroît de puissance.

Comme le creux de l'été n'y suffit pas, des travaux de révision doivent également être réalisés en hiver. Il faut pour cela prévoir une réserve de puissance suffisante, cette préoccupation permanente de l'adéquation de la réserve se posant plus particulièrement l'hiver.

3.11 Défaillances (centrales thermiques) (MW)

Par défaillances, on entend la puissance indisponible hors programme de révision.

3.12 Réserve services système (MW)

La *réserve services système* doit compenser tous les écarts du bilan de puissance susceptibles d'apparaître entre les conditions normales prévues et les réalisations, permettant ainsi une alimentation sûre et économique en énergie électrique. Elle est nécessaire:

Lorsque la charge maximale peut dépasser la valeur prévue par suite:

- d'influences météorologiques exceptionnelles;
- d'influences structurelles et conjoncturelles ainsi que des changements dans le comportement des consommateurs.

Lorsqu'une part de la puissance de production est inférieure aux prévisions par suite:

- d'hydraulicité ou de disponibilité des centrales hydrauliques en dessous de la moyenne;
- de prolongations imprévues des révisions programmées de tranche thermique;
- de défaillances supérieures à la moyenne des tranches;
- d'exigences imprévues en matière d'environnement;
- de non fourniture extérieure d'énergie électrique (autoproducteur et étranger).

En fonction de la mise en oeuvre dans le temps on distingue :

- La réserve-seconde pour le réglage fréquence-puissance (réserve de réglage primaire et secondaire), mise à disposition notamment par la plage de réglage des centrales participant au réglage primaire (*responsabilité des GRT*)
- La réserve-minute (réserve chaude ou tournante) qui apparaîtra surtout dans les installations à réservoir ou de pompage ainsi que dans les turbines à gaz et dans les centrales thermiques exploitées à charge partielle (*responsabilité des GRT*)
- La réserve-heure (réserve froide ou réserve à l'arrêt) des centrales thermiques devant être démarrées à cet effet (*responsabilité des gestionnaires de centrales*)

Dans la rétrospective, on n'indique que la puissance de réserve non mobilisée, c'est à dire encore disponible.

3.13 Puissance garantie (MW)

La *puissance garantie* s'obtient en déduisant de la puissance de production et d'achat intérieur toutes les réductions de puissance, c'est à dire la puissance non mobilisable, les révisions, et les défaillances dans les centrales thermiques ainsi que la réserve services système. Elle est disponible de manière garantie pour couvrir la charge.

3.14 Marge par rapport à la charge maximale mensuelle (MW)

La *marge* est la différence à la charge maximale mensuelle effective qui est en général supérieure à la charge mesurée le 3^{ème} mercredi à 11 heures. La marge couvre les écarts entre cette valeur mesurée au moment de référence et la valeur maximale observée.

3.15 Puissance restant disponible (MW)

La *Puissance restant disponible* s'obtient à partir de la puissance garantie à laquelle on retire la charge ainsi que la marge. Elle peut être considérée comme garantie puisque, lors de sa détermination dans le bilan de puissance, toutes les réductions de puissance, ainsi que les accroissements éventuels des charges à l'intérieur des pays ont été pris en considération. Mais en raison de l'étendue du réseau de l'UCTE ainsi que des contraintes éventuelles de transport, la puissance restant disponible ne l'est pas intégralement en tout point du réseau interconnecté.

La puissance restant disponible d'origine hydraulique ne peut souvent être utilisée que pendant quelques heures par jour en raison de la capacité limitée de stockage. La puissance restant disponible mobilisable pour une durée prolongée provient essentiellement de centrales thermiques.

La réserve de planification à long terme n'est pas contenue dans la réserve froide. Elle figure donc en tant que puissance restant disponible qui ne doit pas être considérée comme surcapacité.

4 DIVERS

4.1 Classification des entreprises électriques

4.1.1 Service public

4.1.1.1 Entreprises électriques de service public

Une *entreprise électrique de service public* est une entreprise dont le but essentiel est soit:

- la production, le transport et la distribution;
- le transport et la distribution;
- le transport ou la distribution d'énergie électrique pour livraison à des tiers. Elle peut avoir aussi pour but la production combinée d'électricité et de chaleur pour livraison à des tiers.

4.1.1.2 Producteurs autonomes

Un *producteur autonome* est classé comme une entreprise de service public.

Un *producteur autonome* est une entreprise dont l'activité principale est la production d'énergie électrique avec l'unique intention de la vendre à un distributeur ou, au travers d'une tierce partie, aux consommateurs.

4.1.2 Autoproducteurs

Un *autoproducteur* est une entreprise qui, subsidiairement à son activité principale, produit elle-même, individuellement ou en commun, de l'énergie électrique destinée en totalité ou en partie à ses besoins propres.

4.2 Période de construction d'une centrale

La période globale de construction d'une centrale peut être divisée en différentes périodes durant lesquelles ont lieu des événements spécifiques. Les définitions suivantes concernent ces périodes et ces événements.

4.2.1 Centrales en projet

4.2.1.1 Accords reçus

Tous les accords "déclaration d'utilité publique" des organismes publics ou statutaires ont été reçus afin de permettre l'engagement des travaux sur le site retenu.

4.2.1.2 Travaux préliminaires

Les *travaux préliminaires* sur le site ou ses alentours incluent la démolition, la mise à niveau, les routes, etc..., en préambule à la passation des principaux contrats pour les travaux de génie civil.

4.2.1.3 Passation des contrats principaux

Début d'un engagement financier important avec la passation d'une commande pour l'équipement principal et/ou les principaux travaux de génie civil.

4.2.2 Installation en construction

Avant qu'une centrale ou partie d'une centrale soit classée comme étant «en construction», toutes les conditions suivantes doivent être remplies:

- tous les accords ont été reçus pour le site concerné;
- les travaux préliminaires sur ce site ont commencé;
- les contrats principaux réalisés sont passés.

4.2.3 Premier couplage au réseau

Le *premier couplage au réseau* d'un groupe est réalisé lorsqu'il livre de l'énergie électrique à partir de son propre générateur de vapeur ou turbine hydraulique ou équivalent...

4.2.4 Après le premier couplage au réseau

Si un groupe a eu son premier couplage au réseau mais n'a pas encore été accepté comme étant en service industriel alors il sera classé dans cette rubrique.

4.2.5 Mise en service industriel

Une centrale ou une partie de centrale est *mise en service industriel* quand toutes les autorisations et contrôles ont été obtenus et réalisés, l'exploitation étant alors placée sous la responsabilité des exploitants.

Toutes ces phases détaillées concernent en particulier les centrales thermiques. D'une manière générale quand on demande la liste de centrales mises en service, la date à retenir est celle du 1^{er} couplage.

4.3 Classification des chutes hydroélectriques

Les chutes hydroélectriques sont classées suivant l'utilisation qu'il est possible de faire des apports qu'elles reçoivent, selon que les apports doivent être turbinés dans un délai très bref ou qu'ils puissent être retenus pendant une certaine durée.

Ce critère est la durée "D" de remplissage du réservoir, avec le débit moyen caractéristique annuel.

4.3.1 Chutes au fil de l'eau

Ces chutes fonctionnent normalement en base et utilisent le débit qui se présente.

$$\text{durée de remplissage } D \leq 2 \text{ heures}$$

4.3.2 Chutes avec réserve

Les *chutes avec réserve* stockent tout ou partie des apports dans ses retenues, afin de produire dans des heures de forte demande. En fonction de la durée de remplissage d'un réservoir, on peut distinguer deux cas :

Eclusée : 2 heures < D ≤ 400 heures
Lac : D > 400 heures

Ces chutes ont, en général, un fonctionnement permettant de faire un suivi de charge. Par extension, lorsque des chutes sont directement liées à l'exploitation d'une chute avec réservoir en amont et que les apports intermédiaires sont négligeables, on doit considérer ces chutes comme étant de la même catégorie que celle qui les régit.

4.3.3 Classification des chutes avec pompage

Les *chutes de pompage ou avec pompage* sont celles dans lesquelles l'eau peut être élevée à l'aide des pompes et accumulée afin d'être ensuite utilisée pour la production d'énergie électrique.

La différence essentielle entre les différents types de chute de pompage réside dans les connexions existantes entre les circuits hydrauliques sur lesquels sont raccordées les turbines et les pompes.

Dans tous les types de centrales de pompage, les pompes et les turbines sont connectées avec un ou plusieurs réservoirs supérieurs reliés entre eux.

Lorsque les pompes et les turbines sont raccordées au même réservoir inférieur ou à des réservoirs connectés l'un à l'autre, le cycle de pompage peut être répété un grand nombre de fois et une distinction est faite suivant que le réservoir supérieur est ou non alimenté par des apports naturels significatifs.

Note : Si, au contraire, les pompes et les turbines sont reliées à des réservoirs inférieurs physiquement distincts et sans connexion hydraulique entre eux, sauf par l'intermédiaire d'un réservoir supérieur, il ne peut y avoir de cycle de pompage et les pompes ont pour seul rôle de pomper dans le réservoir supérieur, les apports captés à leur niveau. Ces dernières centrales sont désignées par le terme "chutes avec stations de pompages d'apports".

Ces chutes sont classées dans les catégories des chutes turbinages principales se référant aux précédentes définitions, selon la durée "D" de remplissage du réservoir.

4.3.4 Chutes de pompage pur

La *chute de pompage pur* n'a pas d'apports naturels significatifs dans le réservoir supérieur.

Note : Les apports naturels au réservoir supérieur, en année moyenne, permettant d'avoir une durée d'utilisation de la puissance électrique maximale en turbinage inférieur ou égal à 250 heures (valeur moyenne constatée en France et Italie).

4.3.5 Chutes de pompage mixte

La *chute de pompage mixte* a un apport naturel significatif dans le réservoir supérieur.

Note : Les apports naturels au réservoir supérieur, en année moyenne, permettent d'avoir une durée d'utilisation de la puissance électrique maximale en turbinage supérieure à 250 heures (valeur moyenne constatée en Italie et en France).

4.4 Classification des centrales thermiques et autres sources

Une centrale thermique est une centrale dans laquelle l'énergie primaire est convertie en énergie électrique en utilisant un processus thermodynamique.

4.4.1 Centrales thermiques classiques

Les *centrales thermiques classiques* comprennent les centrales électriques à condensation (avec soutirage ou non de vapeur) ou avec des turbines à contrepression et les centrales utilisant des moteurs à combustion interne ou des turbines à gaz.

Note : Dans les statistiques de l'UCTE elles comprennent également les centrales géothermiques et celles brûlant des déchets.

· **Turbines à vapeur:**

Turbines sans condensation (à circuit ouvert), appelées souvent turbines à contrepression, et turbines à condensation (à circuit fermé). Les turbines à vapeur peuvent être alimentées par n'importe quelle forme de combustible .

· **Turbines à combustion:**

Les turbines à combustion utilisent comme combustible du gaz à haute température sous haute pression, une partie de la chaleur fournie par le gaz étant convertie en énergie rotative. Le combustible peut être du gaz naturel, des gaz de charbon ou des combustibles liquides .

· **Diesels:**

Le moteur à combustion interne visé ici est un moteur de type diesel, fonctionnant sur le principe de la compression par l'allumage. Les moteurs de type diesel peuvent consommer toute une gamme de combustible, depuis les gaz naturels jusqu'aux combustibles liquides.

· **Cycle combiné (p.e. unitésTGV):**

Une centrale à cycle combiné est une installation de production comprenant une ou plusieurs turbines à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière qui peut ou non être alimentée par un combustible complémentaire. La vapeur fournie par la chaudière est utilisée pour actionner la turbine à vapeur couplée au générateur.

· **Centrale de production combinée d'électricité et de chaleur (cogénération):**

Une installation de production combinée d'énergie électrique et de chaleur est une installation dans laquelle l'énergie libérée à partir du combustible est transmise à un fluide intermédiaire. Celui-ci est dirigé normalement en totalité vers des groupes de production d'énergie électrique conçus et équipés de telle sorte qu'une partie de cette énergie soit utilisée pour actionner les groupes et produire de l'énergie électrique et l'autre partie pour fournir de la chaleur à divers usages: industrie, distribution de chaleur, etc...

4.4.2 Centrales nucléaires

Une centrale nucléaire est une centrale thermique dans laquelle l'énergie du combustible nucléaire est convertie en énergie électrique.

4.4.3 Autres sources

Cette rubrique comprend entre autre les centrales éoliennes et solaires .

4.5 Classification des combustibles

· **Combustibles solides**

Comprend la houille, le charbon brun et d'autres combustibles solides.

Houille : Comprend toutes les qualités d'antracite et de charbon bitumineux d'un pouvoir calorifique dépassant 23,865 kJ/kg, humide mais cendres déduites. Comprend le charbon cokéfiant des autres charbons bitumineux, l'antracite, le coke de cokerie et le coke de lignite.

Charbon brun: Comprend le lignite, les charbons sous-bitumineux, les briquettes de charbon brun et les briquettes de tourbe.

Comprend les combustibles tels que la tourbe, le bois etc...

· **Combustibles liquides**

Comprennent le pétrole brut, les liquides extraits du gaz naturel, et les produits pétroliers, dont le coke de pétrole, les gaz de pétrole liquéfiés et les gaz de cokerie.

· **Combustible gazeux**

Comprend le méthane à l'état naturel dans les gisements souterrains et dans le gaz de houillère ainsi que les gaz de hauts fourneaux, de four à coke et des gaz des usines à gaz.

· Déchets et biomasse

Comprend entre autre les déchets du bois, les déchets végétaux et industriels, les déchets urbains et la lessive bisulfite ("liqueur noire").

4.6 Installations à déclasser (MW)

On peut considérer deux cas de figures :

1. Une centrale déclassée est une centrale ou les installations ont été détruites, la date retenue pour cette radiation est celle du découplage définitif ;
2. Puissance en réserve à long terme: La "puissance en réserve à long terme" est celle qui est placée en réserve pour une longue période, au-delà d'un an. Sa puissance maximale n'est pas comprise dans la puissance électrique maximale du parc.

4.7 Circuit de ligne ou câble électrique

Un *circuit de ligne ou câble électrique* est un élément d'une ligne électrique constitué par un ensemble de conducteurs formant un système (triphase ou non), indissociable électriquement, et transportant l'énergie d'un point à un autre.

4.8 Longueur d'un circuit de ligne ou de câble électrique (km)

La *longueur d'un circuit de ligne électrique* est la longueur réelle de l'un des conducteurs qui en font partie, ou la moyenne des longueurs de ces conducteurs si celles-ci présentent des différences sensibles.

4.9 Ligne de transport en service

Une *ligne de transport en service* est une liaison interne au pays à 400 kV et/ou une liaison d'interconnexion ≥ 110 kV. Ces liaisons sont les seules demandées dans l'enquête.

4.10 Réseau d'interconnexion

Une *interconnexion* est la liaison (lignes, câbles et appareillages, transformateurs, etc.) assurant des mouvements d'énergie électrique dans les deux sens, soit entre réseaux, soit entre centrales, soit entre centrales et réseaux.

Une *interconnexion* peut exister dans le cadre d'une ou plusieurs zones territoriales, et d'un ou plusieurs pays.

L'expression *réseau d'interconnexion* désigne l'ensemble des lignes d'interconnexion existant dans un des cadres indiqués précédemment avec ou sans discrimination de tension.

L'expression *ligne d'interconnexion* désigne une ligne assurant une «interconnexion» telle que définie ci-dessus.

L'expression *pays interconnectés* désigne les pays reliés ensemble par une ou plusieurs "interconnexion(s)".

La définition d'interconnexion et les commentaires précédents restent valables, que les liaisons considérées répondent exclusivement à ce but ou alimentent également une clientèle sur leurs parcours sans réseau de distribution intermédiaire.

Le terme *réseau en parallèle* est réservé pour les systèmes fonctionnant en synchronisme, ce qui est le cas le plus général.

4.11 Bilan de puissance

4.11.1 Objectif du bilan

L'établissement du bilan de puissance a les objectifs suivants :

- Il doit donner une vue d'ensemble des besoins en puissance, ainsi que des moyens de leur couverture, dans les zones de réglage des GRT coopérant au sein de l'UCTE.
- Il doit donc fournir à tous les acteurs du marché européen d'électricité récemment libéralisé une vue d'ensemble actuelle sur ces aspects importants de la fiabilité de l'alimentation.
- Il permet donc aux GRT d'exercer leur responsabilité en matière de sûreté du système.

Il faut bien noter que les bilans de puissance de l'UCTE sont des photographies instantanées des structures de la production et de la consommation dans les différents pays le 3^{ème} mercredi du mois à 11 heures. Il n'est par conséquent pas licite d'en tirer des conclusions sur la situation énergétique, sans autres indications quant à la couverture quantitative des besoins. Par ailleurs, il y a lieu de tenir compte du fait que les possibilités de transport des puissances dépendent de la situation momentanée du réseau.

4.11.2 Structure générale du bilan de puissance

Puissance de production intérieur	
Centrales hydrauliques	Ligne 1
Centrales nucléaires	Ligne 2
Centrales thermiques classiques	Ligne 3
Autres sources	Ligne 4
= 1+2+3+4 Puissance nationale intérieure	Ligne 5
Puissance non mobilisable	Ligne 6
Révisions (centrales thermiques)	Ligne 7
Défaillances (centrales thermiques)	Ligne 8
Réserve services système	Ligne 9
= 5-(6+7+8+9) Puissance garantie	Ligne 10
Charge	Ligne 11
Marge par rapport à la charge maximale mensuelle	Ligne 12
= 10-11 Puissance restante hors échanges	Ligne 13
Echanges physiques	
Importations physiques	Ligne 14
Exportations physiques	Ligne 15
= 14+15 Solde des échanges physiques	Ligne 16
= 13+15 Puissance restante avec les échanges	Ligne 17

4.11.3 Point de référence

Afin de pouvoir considérer une puissance synchrone mise en parallèle à même fréquence dans les pays de l'UCTE, l'instant de référence est le 3^{ème} mercredi de chaque mois à 11 heures, quelque soit la spécificité de ce jour (ex: jour de fête).

4.11.4 Hypothèses

Toutes les données relatives aux puissances de production sont des valeurs nettes. Dans la prévision, elles se réfèrent à une hydraulicité moyenne, dont la probabilité d'être dépassée est de 50 %, l'exploitation des réservoirs étant considérée normale pour les mois antérieurs.

L'étude part de la puissance maximale possible des centrales et prend en considération les réductions du fait :

- de la puissance de production non mobilisable,
- des révisions des centrales thermiques,
- des défaillances des centrales thermiques,
- de la réserve nécessaire pour les services système et de la réserve pour l'exploitation des centrales ou bien la part mobilisée à l'instant de référence (réserve pour combler les défaillances, l'augmentation des besoins en puissance résultant des conditions climatiques ou de la conjoncture).

Dans la prévision, la puissance disponible garantie ainsi obtenue est comparée à la prévision de la charge au moment de référence.

Dans la rétrospective, la puissance garantie est comparée à la charge effective au moment de référence.

On en déduit une puissance théorique restante, soit positive (excédent de puissance c.à.d. potentiel d'exportations) ou négative (déficit de puissance c.à.d. besoin d'importations). La puissance restante est comparée aux puissances qui peuvent être transportées d'une façon sûre par les frontières nationales des pays individuels ou des groupes de pays.

1 ALLGEMEINE BETRACHTUNGEN

Kurzbezeichnung der UCTE-Länder	189
Repräsentativität	189

2 ENERGIE

2.1 Inländischer Nettoelektrizitätsverbrauch (GWh)	189
2.2 Inländischer Elektrizitätsverbrauch (GWh)	189
2.3 Ans Netz abgegebene elektrische Energie (GWh)	190
2.4 Verbrauch für Pumpspeicherung (GWh)	190
2.5 Bruttoerzeugung elektrischer Energie (GWh)	190
2.6 Stromverbrauch für die Hilfsbetriebe (GWh)	190
2.7 Verluste in den Haupttransformatoren (GWh)	190
2.8 Nettoerzeugung elektrischer Energie (GWh)	190
2.9 Erzeugungsmöglichkeit (GWh)	190
2.10 Mittlere Erzeugungsmöglichkeit (GWh)	191
2.11 Index der Erzeugungsmöglichkeit eines Wasserkraftgebietes (%)	191
2.12 Maximaler Energieinhalt eines Speichers (GWh)	191
2.13 Energieinhalt eines Speichers (GWh)	191
2.14 Speicher-Füllungsgrad (%)	191
2.15 Importe/Exporte (GWh)	191
2.16 Physikalischer Austausch elektrischer Energie (GWh)	192
2.17 Verbrauch aus Eigenerzeugung (GWh)	192
2.18 Netzverluste (GWh)	192

3 LEISTUNG

3.1 Last (MW)	192
3.2 Nennleistung	192
3.3 Engpaßleistung (MW)	192
3.4 Engpaßleistung einer Wasserkraftwerksstufe (MW)	193
3.5 Engpaßleistung eines thermischen Kraftwerksblockes oder eines Wärmekraftwerkes (MW)	193
3.6 Physikalischer Leistungsfluß zwischen benachbarten Ländern (MW)	193
3.7 Leistung im Parallelbetrieb (MW)	193
3.8 Inländische Kraftwerks- und Bezugsleistung (MW)	193
3.9 Nicht einsetzbare Leistung (MW)	194
3.10 Revisionen von Wärmekraftwerken (MW)	195
3.11 Ausfälle von Wärmekraftwerken (MW)	195
3.12 Reserve für Systemdienstleistungen (MW)	195
3.13 Gesicherte Leistung (MW)	196
3.14 Margen zur Monats-Höchstlast (MW)	196
3.15 Verbleibende Leistung (MW)	196

4 SONSTIGE BEGRIFFE

4.1	Klassifizierung der Unternehmen	196
4.1.1	Öffentliche Versorgung; allgemeine Versorgung	196
4.1.1.1	Elektrizitätsversorgungsunternehmen	196
4.1.1.2	Elektrizitätserzeugungsunternehmen; unabhängiger Erzeuger	196
4.1.2	Unternehmen mit Eigenanlage(n)	196
4.2	Die Bauzeit betreffende Definitionen	197
4.2.1	In Planung befindliche Kraftwerke	197
4.2.1.1	Vorliegen der Genehmigungen	197
4.2.1.2	Vorarbeiten	197
4.2.1.3	Auftragsvergabe	197
4.2.2	In Bau befindliche Kraftwerke	197
4.2.3	Erste Netzsynchrosation	197
4.2.4	Probetrieb	197
4.2.5	Kommerzieller Betrieb	197
4.3	Klassifizierung der Wasserkraftwerke	197
4.3.1	Laufkraftwerke	198
4.3.2	Speicherkraftwerke	198
4.3.3	Pumpspeicherkraftwerke	198
4.3.4	Reine Pumpspeicherkraftwerke	198
4.3.5	Gemischte Pumpspeicherkraftwerke	198
4.4	Klassifizierung der Wärmekraftwerke und anderen Quellen	199
4.4.1	Konventionelle Wärmekraftwerke	199
4.4.2	Kernkraftwerke	199
4.4.3	Andere Quellen	199
4.5	Klassifizierung der Brennstoffe	199
4.6	Stillgelegte Anlagen (MW)	200
4.7	Freileitungs- oder Kabelsystem	200
4.8	Stromkreislänge (Systemlänge) einer Freileitung oder eines Kabels (km)	200
4.9	In Betrieb befindliche Übertragungsleitungen	200
4.10	Verbundsystem	200
4.11	Leistungsbilanz	201
4.11.1	Zielsetzung der Leistungsbilanz	201
4.11.2	Allgemeine Struktur der Leistungsbilanz	201
4.11.3	Referenzzeitpunkt	202
4.11.4	Annahmen	202

1 ALLGEMEINE BETRACHTUNGEN

Kurzbezeichnung der UCTE-Länder

Die in der UCTE vertretenen Länder sind unter den folgenden Abkürzungen dargestellt:

· Belgien	B
· Deutschland	D
· Spanien	E
· Frankreich	F
· Griechenland	GR
· Italien	I
· Slowenien	SLO
· Kroatien	HR
· BRJ + FYROM	JIEL (Bundesrep. Jugoslawien + Former Yugoslav Rep. of Macedonia)
· Luxemburg	L
· Niederlande	NL
· Österreich	A
· Portugal	P
· Schweiz	CH
· Tschechische Republik	CZ
· Ungarn	H
· Polen	PL
· Slowakische Republik	SK

Repräsentativität

Bei den meisten Ländern werden nicht die Gesamtwerte des Landes untersucht, sondern nur der am Parallelbetrieb der Hoch- und Höchstspannungsnetze beteiligte Bereich, d. h. die Unternehmen der öffentlichen Versorgung (i.S. der UCTE-Terminologie § 4.1.1) und - in einigen Ländern darüberhinaus - alle bzw. ein Teil der Eigenanlagen der Industrie, insbesondere ihre Einspeisung in das öffentliche Netz. Die Anteile der in diesen Statistiken erfaßten Bereiche an der Gesamtversorgung liegen für die einzelnen Länder in der Größenordnung von 75 bis 100 %. Hierdurch ergeben sich für einige Länder Abweichungen zu anderen vergleichbaren Statistiken sowie von den regelmäßig in den periodischen UCTE-Berichten veröffentlichten Angaben.

2 ENERGIE

2.1 Inländischer Nettoelektrizitätsverbrauch (GWh)

Der *Nettoelektrizitätsverbrauch* ist die Summe

- der vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen an die Endverbraucher im betrachteten Netz gelieferten elektrischen Energie.
- der erzeugten elektrischen Energie (netto) oder der direkt von dritter Seite bezogenen elektrischen Energie durch Industrien oder kommerzielle Unternehmen, die für den Eigenverbrauch oder für Direktlieferungen an Endverbraucher verwendet wird.
- des Stromverbrauchs durch Stromversorgungsunternehmen (Büros, Werkstätten, Lagergebäude usw.) ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs für die Hilfsbetriebe der Kraftwerke, die Verluste von den Haupttransformatoren bis zu den Kraftwerken, den Pumpenergieverbrauch und die Netzverluste. Dieser Verbrauch wird im allgemeinen als „Stromverbrauch des Elektrizitätssektors“ bezeichnet.

2.2 Inländischer Elektrizitätsverbrauch (GWh)

Der *inländische Elektrizitätsverbrauch* ist der Nettoelektrizitätsverbrauch einschl. Netzverluste ohne Pumpstromverbrauch.

2.3 Ans Netz abgegebene elektrische Energie (GWh)

Die *ans Netz gelieferte elektrische Energie* ist jene Energie, die bereitgestellt werden muß, um die für den inländischen Stromverbrauch erforderliche Abgabe sicherzustellen.

Im Fall eines nationalen Netzes ist sie gleich der Summe der von allen Kraftwerken des Landes erzeugten elektrischen Energie, abzüglich der gleichzeitig für die Pumpspeicherung aufgewendeten Energiemenge und zuzüglich (abzüglich) der aus dem Ausland importierten (oder in das Ausland exportierten) Energiemengen.

2.4 Verbrauch für Pumpspeicherung/Pumpstromverbrauch (GWh)

Der *Verbrauch für Pumpspeicherung* ist die von den Pumpenmotoren für das Heben des Wassers in den Speicher zum Zwecke der Energieerzeugung aufgewendete elektrische Arbeit. Grundsätzlich sollten dabei der Verbrauch der Hilfsanlagen und die Transformatorenverluste während des Pumpbetriebs einbezogen werden.

2.5 Bruttoerzeugung elektrischer Energie (GWh)

Die *Bruttoerzeugung elektrischer Energie* eines Kraftwerksblocks, eines Kraftwerkes, einer Gruppe von Kraftwerken einer Region oder eines Landes während einer bestimmten Zeitspanne ist die Summe der Gesamterzeugung (inklusive der Pumpenergieerzeugung) aller in die Betrachtung einbezogenen Anlagen und wird an den Ausgangsklemmen der Hauptgeneratoren gemessen.

2.6 Stromverbrauch für die Hilfsbetriebe/Kraftwerkseigenverbrauch (GWh)

Der *Stromverbrauch für die Hilfsbetriebe / Kraftwerkseigenverbrauch* entspricht der Summe des Verbrauchs an elektrischer Energie aller Hilfsbetriebe der betrachteten Kraftwerksgruppen.

2.7 Verluste in den Haupttransformatoren (GWh)

Die in die Berechnung einzubeziehenden *Verluste in den Haupttransformatoren* in einer bestimmten Zeitspanne enthalten die Verluste in den Betriebs- und Stillstandszeiten. Die Verluste können gemessen oder geschätzt sein.

2.8 Nettoerzeugung elektrischer Energie (GWh)

Die *Nettoerzeugung elektrischer Energie* ist gleich der Bruttoerzeugung abzüglich des Verbrauchs der Hilfsbetriebe und der Verluste in den Haupttransformatoren.

2.9 Erzeugungsmöglichkeit (GWh)

Die *Erzeugungsmöglichkeit* einer Kraftwerksstufe innerhalb einer bestimmten Zeitspanne ist die größte Menge elektrischer Arbeit, die sie aus der während dieses Zeitabschnitts festgestellten Zuflußmenge unter günstigsten Bedingungen erzeugen kann.

Anmerkung: Diese theoretische Definition besagt, daß die Speicherbewirtschaftung mit dem Ziel der Ertragsoptimierung bei gleichzeitiger Verlustminimierung innerhalb und außerhalb des Zeitraums, auf den sich die Erzeugungsmöglichkeit bezieht, durchgeführt wurde. Dieser Wert sollte daher nicht von den Betriebsergebnissen abgeleitet werden, da letztere die Auswirkungen von Reservehaltungsstrategien sind, die betrieblichen Erfordernissen entsprechen, die sich im Laufe der Jahre ändern können.

Für detailliertere Informationen wird auf die UNIPEDA-Terminologie verwiesen.

2.10 Mittlere Erzeugungsmöglichkeit (GWh)

Die *mittlere Erzeugungsmöglichkeit* einer Kraftwerksstufe ist das Mittel der Erzeugungsmöglichkeiten aus einer möglichst großen Anzahl von Jahren (mindestens 10 Jahre; im Falle von Neuanlagen sind Werte einer Anlage beizuziehen, auf die sich die Anlageplanung stützt).

Unterschiedliche mittlere Erzeugungsmöglichkeiten können nur untereinander verglichen werden, sofern sie sich auf dieselben Jahre beziehen und es sich um gleichartige Anlagentypen handelt.

2.11 Index der Erzeugungsmöglichkeit eines Wasserkraftgebietes (%)

Der *Index der Erzeugungsmöglichkeit eines Wasserkraftgebietes* ist das Verhältnis aus seiner Erzeugungsmöglichkeit und seiner mittleren Erzeugungsmöglichkeit, beide bezogen auf eine bestimmte Zeitspanne und den gleichen Ausbauzustand der Wasserkraftanlagen des Gebietes. Damit wird die relative Wertigkeit des korrigierten Zuflusses zu einem gewissen Zeitpunkt charakterisiert.

Mehrere Indices der Erzeugungsmöglichkeit, die sich auf ein bestimmtes oder verschiedene Gebiete beziehen, sind nur dann gleichwertig und vergleichbar, wenn sie unter Verwendung desselben Anlagenbestands und der gleichen Jahresreihe zur Bestimmung der mittleren Erzeugungsmöglichkeit errechnet wurden.

2.12 Maximaler Energieinhalt eines Speichers (GWh)

Der *maximale Energieinhalt eines Speichers* ist die elektrische Arbeit, die in der zugehörigen Kraftwerksstufe und bei allen Unterliegern durch Abarbeitung einer Wassermenge, die dem Betriebsraum entspricht, unter normalen Betriebsbedingungen erzeugt werden könnte. Dabei wird vorausgesetzt, daß diese Entnahme ohne natürliche Zuflüsse und in einer Betriebsweise erfolgt, die Wasserverluste ausschließt.

Die in die Berechnung einzubeziehenden, unterliegenden Kraftwerksstufen umfassen theoretisch alle Anlagen bis zur Einmündung ins Meer oder bis zur Landesgrenze. Sofern es erforderlich ist, diesen Einbezug der unterliegenden Kraftwerksstufen auf ein Versorgungsgebiet oder ein Land zu begrenzen, so ist dies ausdrücklich anzugeben. Im allgemeinen kann auf den Einbezug von weniger wichtigen unterliegenden Kraftwerksstufen verzichtet werden, sofern ein solcher mit allzugroßen Schwierigkeiten verbunden wäre.

2.13 Energieinhalt eines Speichers (GWh)

Der *Energieinhalt eines Speichers* ist die elektrische Arbeit, die in einer Kraftwerkstufe und allen unterliegenden Kraftwerkstufen zu einem gegebenen Zeitpunkt unter Nutzung des momentanen Betriebsinhalts gewonnen werden kann. Dabei wird vorausgesetzt, daß keine natürlichen Zuflüsse erfolgen und der Betrieb so erfolgt, daß keine Wasserverluste entstehen.

2.14 Speicher-Füllungsgrad (%)

Der *Speicher-Füllungsgrad* ist der Quotient aus dem Energieinhalt eines Speichers zu einem gegebenen Zeitpunkt und dem maximalen Energieinhalt eines Speichers. Dieser Begriff kann sinngemäß auch für eine Kraftwerksgruppe verwendet werden.

2.15 Importe/Exporte (GWh)

Die *Importe/Exporte* sind Angaben, welche die auf den Verbundleitungen ausgetauschten physikalischen Werte berücksichtigen, darüberhinaus aber auch:

- zum einen Austauschwerte auf Leitungen ≤ 110 kV außerhalb des Verbundbetriebs
- zum anderen Werte, die aus der Berücksichtigung internationaler Vereinbarungen resultieren (Wasserrecht).

Im Rahmen der Darstellung des Verbundbetriebs werden nur Verbundleitungen, die als solche registriert sind, berücksichtigt.

2.16 Physikalischer Austausch elektrischer Energie (GWh)

Der *physikalische Austausch elektrischer Energie* kann als Saldo (Differenz Importe/Exporte) oder als Volumen (Summe Importe/Exporte) der elektrischen Arbeit, die zwischen Nachbarländern übertragen wird, dargestellt werden.

2.17 Verbrauch aus Eigenerzeugung (GWh)

Der *Verbrauch aus Eigenerzeugung* eines Betriebs ist jene elektrische Energie, die er für seine wirtschaftliche Tätigkeit aus seiner eigenen Erzeugung verbraucht.

Dieser Wert kann gleich sein:

- entweder seiner Gesamterzeugung elektrischer Energie
- oder seiner Gesamterzeugung abzüglich der elektrischen Energie, die an andere Verbraucher abgegeben wurde.

2.18 Netzverluste (GWh)

Die *Netzverluste* in Übertragungs- und Verteilnetzen werden als Differenz zwischen der gelieferten elektrischen Energie und des Netto-Elektrizitätsverbrauches bestimmt.

3 LEISTUNG

3.1 Last (MW)

Die *Last* ist der momentane Leistungswert einer aufgenommenen oder abgegebenen Leistung an einem gewissen Netzpunkt. Sie wird bestimmt durch die Messung eines Augenblickswertes oder durch Bildung eines Mittelwertes während eines kurzen Zeitabschnitts. Die Last kann sich auf einen Kunden, ein Gerät, eine Gruppe von Kunden oder Geräten sowie auf ein Netz beziehen. Für die Leistungsbilanz wird die *Last* jedes Landes, auch als Referenzlast bezeichnet, für den 3. Mittwoch eines Monats um 11:00 Uhr ohne Berücksichtigung des Leistungseinsatzes für das Ausland erfaßt.

3.2 Nennleistung

ist die höchste Dauerleistung - ohne zeitliche Einschränkung, ohne Beeinträchtigung der Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit - einer energietechnischen Einrichtung, für die sie bestellt (bemessen) oder nach der sie „benannt“ ist.

3.3 Engpaßleistung (MW)

Die *Engpaßleistung* ist die höchste auf Dauer erreichbare Leistung, die erzeugt, übertragen oder verteilt werden kann, unter der Annahme, daß sich die Gesamtheit der Anlage in Betrieb befindet. Sie ist die durch den leistungsschwächsten Anlagenteil begrenzte höchste anfahrbare Dauerleistung eines Kraftwerks, die unter durchschnittlichen Bedingungen für Kühlwasser, Brennstoff usw. erzeugt werden kann. Zeitweilig nicht einsatzfähige, z.B. in Reparatur oder Überholung befindliche Anlagenteile mindern die Engpaßleistung nicht.

Bei bleibenden Änderungen energietechnischer Einrichtungen kann die Engpaßleistung auf Anordnung der Unternehmensleitung den neuen Verhältnissen angepaßt werden.

Bei der Engpaßleistung wird unterschieden zwischen:

- Engpaßleistung eines thermischen Kraftwerksblocks,
- Engpaßleistung einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage,
- Engpaßleistung für Wasserkraftwerke,
- Höchste in einem Verbundnetz übertragbare Leistung.

Die Engpaßleistung mehrerer Kraftwerksblöcke oder mehrerer Kraftwerke ist die arithmetische Summe all dieser Anlagen. Dauernde oder vorübergehende netzbedingte Einschränkungen sind nicht zu berücksichtigen.

3.4 Engpaßleistung einer Wasserkraftwerksstufe (MW)

Die *Engpaßleistung einer Wasserkraftwerksstufe* ist die höchste von der Anlage auf Dauer (mehr als 4 Stunden) ausfahrbare elektrische Leistung, wenn alle Anlagenteile betriebsbereit sind und der Zufluß mit der Fallhöhe den optimalen Wert aufweist.

Die diesbezüglichen Betriebsbedingungen sind:

- Alle Anlagenteile der Kraftwerksstufe sind betriebsbereit und werden entsprechend den vorgesehenen Betriebszeiten und festgelegten Vorschriften ohne Rücksicht auf eine optimale Betriebsweise zur Stromerzeugung eingesetzt.
- Zufluß und Fallhöhe weisen optimale, mit der vorgesehenen Betriebsdauer und den Sicherheitsbestimmungen vereinbare Werte auf.
- Zu berücksichtigen sind anlagenspezifische Beschränkungen wie sie sich z.B. durch die Bemessung des Einlaufbauwerkes, der Schieber, der Druckrohre, des Auslaufbauwerkes etc. ergeben.
- Dauernde oder vorübergehende netzbedingte Einschränkung mindern die Engpaßleistung nicht.

3.5 Engpaßleistung eines thermischen Kraftwerksblockes oder eines Wärmekraftwerkes (MW)

Die elektrische *Engpaßleistung eines thermischen Kraftwerksblockes oder eines Wärmekraftwerkes* ist die höchste auf Dauer ausfahrbare Leistung, wenn alle Anlagenteile betriebsbereit sind und der notwendige Brennstoff verfügbar ist. Diese Leistung ist entweder auf die klimatischen Referenzbedingungen, welche für das Kraftwerk als Jahresdurchschnitt der Umgebungsbedingungen gelten, oder auf während der Betriebszeit repräsentative Werte zu beziehen.

Bei der Engpaßleistung ist jene Leistung auszuschließen, die von Kraftwerken oder Kraftwerksblöcken geliefert werden könnten, die für länger als ein Jahr in Reserve gestellt wurden.

3.6 Physikalischer Leistungsfluß zwischen benachbarten Ländern (MW)

Der *physikalische Leistungsfluß zwischen benachbarten Ländern* stellt den Saldo der physikalischen Leistungsflüsse dar, gemessen um 3 Uhr und 11 Uhr (mitteleuropäischer Zeit) an den Grenzübergabestellen der Verbundleitungen (≥ 110 kV). Im allgemeinen wird in Vereinbarung zwischen den Partnern eine einzige Meßstelle als Bezugspunkt verwendet.

3.7 Leistung im Parallelbetrieb (MW)

Die *Leistung im Parallelbetrieb* ist die Summe der Netto-Erzeugungsleistungen der am Synchronbetrieb mitwirkenden Kraftwerke. Sie berücksichtigt die drehende Reserve, schließt jedoch Kraftwerksblöcke aus, die in Systeme einspeisen, die nur über eine Gleichstromverbindung mit dem Verbundnetz zusammenhängen, und solche, die nicht mit 50 Hz betrieben werden können.

3.8 Inländische Kraftwerks- und Bezugsleistung (MW)

Die *inländischen Kraftwerks- und Bezugsleistungen* sind die Netto-Engpaßleistungen der Elektrizitätsversorgungs- und Erzeugungsunternehmen und der Eigenanlagen der Industrie des jeweiligen Landes. Sie werden aufgegliedert in Wasserkraftwerke, Kernkraftwerke, konventionelle Wärmekraftwerke und andere Quellen.

Gemeinschaftskraftwerke mit ausländischen Partnern werden voll als inländische Kraftwerksleistung des Landes, in dem das Kraftwerk steht, gerechnet.

Bei Grenzkraftwerken wird der Anteil eines jeden Landes als inländische Kraftwerksleistung angesehen.

Diese Angaben enthalten nur mittel- und langfristige Liefervereinbarungen mit garantierter Leistungsvorhaltung während der Hochtarif-Zeit.

3.9 Nicht einsetzbare Leistung (MW)

Über einen Teil der in der Statistik angegebenen Kraftwerks- und Bezugsleistung kann der Lastverteiler nicht frei verfügen. Es handelt sich um:

Leistung, die wegen zeitweise fehlender Primärenergie nicht betrieben werden kann:

- Laufwasserkraftwerke, die zu bestimmten Jahreszeiten im langjährigen Mittel niedriges Wasserdargebot haben (hydraulische Engpässe)
- Leistung aus Wasserkraftwerken, die zeitweise Einschränkungen unterliegt:
 - * Begrenzter Speichereinhalt, der für die Dauer der auftretenden hohen Belastung nicht ausreicht, die Leistung voll zu betreiben
 - * Verluste infolge von Hochwasser
 - * Fallhöhenverluste
 - * Begrenzung der Abflußmenge unterhalb des Kraftwerks
- Tideabhängige Gezeitenkraftwerke
- Erdwärmekraftwerke
- Konventionelle Wärmekraftwerke mit nicht voll verwendbarem Brennstoff, wie ungeeigneter Kohle
- Heizöl- und Erdgaskraftwerke mit unterbrechbarer Brennstofflieferung
- Fehlendes Winddargebot von Windkraftwerken

Leistungsminderungen aufgrund technischer Beschränkungen:

- Durch den Kühlbetrieb von Kraftwerken
- Leistung aus Wasserkraftwerken, die infolge von Störungen ausgefallen oder in Revision sind
- Leistung, die nicht übertragen werden kann, da die notwendige Übertragungskapazität nicht vorgesehen worden ist (Netzengpässe)
- Leistung aus in Bau befindlichen Kraftwerken, deren Inbetriebnahme zwar für einen bestimmten Zeitpunkt vorgesehen ist, die jedoch aufgrund von Terminverzögerungen oder Nachrüstungen dem Lastverteiler nicht sicher zur Verfügung stehen
- Leistung aus Blöcken, die auf andere Brennstoffe umgestellt werden, oder mit Entschwefelungs- und Entstickungsanlagen nachgerüstet werden
- Leistungsanteile aus Kraftwerken im Probetrieb, von denen angenommen wird, daß sie nicht eingesetzt werden können oder tatsächlich nicht einsetzbar waren

Leistungsminderungen aufgrund organisatorischer Beschränkungen:

- Leistung, die konserviert ist und nur in außergewöhnlichen Notfällen angefahren wird
- Leistung, die bei Stadt-, Regionalwerken oder industriellen Stromerzeugungsanlagen (Eigenanlagen) örtlich gebunden und nicht für den Verbundbetrieb einsetzbar ist.
- Kernkraftwerke im Stretch-out-Betrieb

Leistung aus Mehrzweckanlagen:

deren elektrische Leistung zugunsten anderer Zwecke vermindert wird, zum Beispiel

- Wärmeauskopplung aus Heizkraftwerken
- Wasserdarbietung für Bewässerungsanlagen, Schifffahrt oder Touristik

Leistungseinschränkung zur Einhaltung von Umweltauflagen

3.10 Revisionen von Wärmekraftwerken (MW)

Jedes Unternehmen stellt periodisch ein Programm zur Durchführung der erforderlichen Revisionen in den Kraftwerken auf. Sie werden nach Möglichkeit in die Sommer- und Übergangsmonate gelegt, wenn jahreszeitlich bedingt die Last zurückgeht oder in einigen Ländern in Laufwasserkraftwerken zusätzlich Leistungen verfügbar sind.

Da dieses Sommertal nicht ausreicht, müssen auch im Winter Überholungen stattfinden. Hierfür ist eine entsprechende Reserveleistung einzuplanen, wobei sich die ständige Problematik bei der Bemessung der Reserve besonders für den Winter stellt.

3.11 Ausfälle von Wärmekraftwerken (MW)

Als Ausfallsleistung der Wärmekraftwerke wird die nichtverfügbare Leistung außerhalb des Revisionsprogrammes angesetzt.

3.12 Reserve für Systemdienstleistungen (MW)

Die *Reserve für Systemdienstleistungen* soll sämtliche möglichen Abweichungen der Leistungsbilanz zwischen den unter normalen Bedingungen erwarteten und den tatsächlich eintreffenden Verhältnissen ausgleichen und damit eine sichere und wirtschaftliche Elektrizitätsversorgung ermöglichen. Sie ist erforderlich,

weil die Höchstlast über den erwarteten Wert ansteigen kann infolge von

- meteorologischen Einflüssen, zum Beispiel Außentemperaturen unter langjährigem Mittel, starke Bewölkung
- strukturellen und konjunkturellen Einflüssen und Änderungen der Verbrauchergewohnheiten

weil ein Teil der Erzeugungsleistung geringer ist als gemäß Vorschau erwartet infolge von

- Wasserführung oder Verfügbarkeit der Wasserkraftwerke unterhalb des Mittelwertes
- unvorhergesehenen Verlängerungen der geplanten Revisionen thermischer Blöcke
- überdurchschnittlichen Ausfällen von Kraftwerksblöcken
- unvorhergesehenen Umweltschutzauflagen
- Ausfall von Fremdbezug (Unternehmen mit Eigenanlagen und Ausland).

Nach dem zeitlichen Zugriff wird unterschieden in:

- Sekundenreserve für die Leistungsfrequenzregelung (Primärregel-, Sekundärregelreserve) die vor allem durch das Regelband der unter Primärregelung laufenden Kraftwerke bereitgestellt wird (*Übertragungsnetzbetreiber-Verantwortung*)
- Minutenreserve (Warmreserve oder drehende Reserve), die insbesondere in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie Gasturbinen und mit Teillast betriebenen thermischen Kraftwerken hochgefahren wird (*Übertragungsnetzbetreiber-Verantwortung*)
- Stundenreserve (Kaltreserve oder stehende Reserve) in thermischen Kraftwerken, die für diesen Zweck angefahren werden muß (*Kraftwerksbetreiber-Verantwortung*).

3.13. Gesicherte Leistung (MW)

Die gesicherte Leistung ergibt sich aus der inländischen Kraftwerks- und Bezugsleistung durch Abzug aller Leistungseinschränkungen und Reserveleistungen, das sind die nicht einsetzbare Leistung, Revisionen und Ausfälle in Wärmekraftwerken sowie die Reserve für Systemdienstleistungen. Sie steht gesichert für die Deckung der Last zur Verfügung.

3.14 Margen zur Monats-Höchstlast (MW)

Die tatsächliche Monats-Höchstlast liegt im allgemeinen höher als die Last am 3. Mittwoch um 11:00 Uhr. Diese Differenz zwischen der Last zum Referenzzeitpunkt und der Monats-Höchstlast wird als Marge angegeben.

3.15 Verbleibende Leistung (MW)

Die verbleibende Leistung ergibt sich aus der gesicherten Leistung abzüglich der Referenzlast. Sie ist weitgehend gesichert, weil bei ihrer Ermittlung in der Leistungsbilanz alle Leistungseinschränkungen und möglichen erhöhten Lasten innerhalb der Länder bereits berücksichtigt sind. Sie ist jedoch aufgrund der geographischen Ausdehnung des UCTE-Netzes sowie eventueller Übertragungseingänge nicht an jedem Punkt des Verbundnetzes voll verfügbar.

Freie Leistung aus Wasserkraftwerken kann häufig wegen der begrenzten Speichereinhalte nur für einige Stunden pro Tag eingesetzt werden. Freie Leistung, die für längere Zeit einsetzbar ist, stammt meist aus thermischen Kraftwerken. Sie wird gesondert ausgewiesen.

Die langfristige Planungsreserve ist nicht in der Kaltreserve enthalten und erscheint deshalb als freie Leistung. Insoweit darf die freie Leistung nicht als Überkapazität angesehen werden.

4 SONSTIGE BEGRIFFE

4.1 Klassifizierung der Unternehmen

4.1.1 Öffentliche Versorgung; allgemeine Versorgung

4.1.1.1 Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Ein *Elektrizitätsversorgungsunternehmen* ist ein Unternehmen, dessen Unternehmensgegenstand

- die Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie
- die Übertragung und Verteilung elektrischer Energie
- die Übertragung oder die Verteilung elektrischer Energie zu Zwecken der Lieferung an Dritte ist. Der Unternehmensgegenstand kann auch die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme zu Zwecken der Verteilung an Dritte beinhalten.

4.1.1.2 Elektrizitätserzeugungsunternehmen; unabhängiger Erzeuger

Ein *Elektrizitätserzeugungsunternehmen* wird wie ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen eingereicht.

Ein *Elektrizitätserzeugungsunternehmen* ist ein Unternehmen, das Elektrizität nur zum Zwecke des Verkaufs an Verteilungsunternehmen oder über die Verteilnetze Dritter an Abnehmer erzeugt.

4.1.2 Unternehmen mit Eigenanlage(n)

Ein *Unternehmen mit Eigenanlage(n)* ist ein Unternehmen, das zusätzlich zu seinen Hauptaufgaben und zur vollständigen oder teilweisen Deckung seines Eigenbedarfs Elektrizität erzeugt.

4.2 Die Bauzeit betreffende Definitionen

Die Gesamtbauzeit eines Kraftwerkes kann in unterschiedliche Perioden unterteilt werden. Die nachfolgenden Definitionen beschreiben diese Perioden bzw. Ereignisse.

4.2.1 In Planung befindliche Kraftwerke

4.2.1.1 Vorliegen der Genehmigungen

Zur Einrichtung einer Baustelle an einem bestimmten Standort haben alle dafür notwendigen und behördlich vorgeschriebenen Vereinbarungen und Genehmigungsverfahren vorzuliegen.

4.2.1.2 Vorarbeiten

Die *Vorarbeiten* auf oder in der Nähe eines Kraftwerksstandortes finden vor den eigentlichen Bauarbeiten statt. Sie umfassen die Abbrucharbeiten, die Nivellierungsarbeiten, das Anlegen von Baustraßen etc.

4.2.1.3 Auftragsvergabe

Kennzeichnend für die Auftragsvergabe ist in diesem Fall der Beginn eines wesentlichen finanziellen Engagements des Auftraggebers, z.B. durch Vergabe eines Auftrages für die Hauptausrüstungen und/oder für die Hauptbauarbeiten am Standort.

4.2.2 In Bau befindliche Kraftwerke

Die Einreihung von Kraftwerken oder Kraftwerksblöcken als „in Bau“ befindlich bedingt:

- das Vorliegen der Genehmigungen für den betroffenen Standort und
- begonnene Vorarbeiten auf dem betroffenen Standort und
- die erfolgte Auftragsvergabe.

4.2.3 Erste Netzsynchronisation

Die *erste Netzsynchronisation* eines Maschinensatzes tritt ein, wenn erstmals von diesem elektrische Energie geliefert wird, die aus dem eigenen Dampferzeugungssystem, der eigenen Wasserturbine oder ähnlichem erzeugt wird.

4.2.4 Probetrieb

Nach erfolgter Netzsynchronisation eines Maschinensatzes und vor der Aufnahme des kommerziellen Betriebes spricht man von *Probetrieb*.

4.2.5 Kommerzieller Betrieb

Der *kommerzielle Betrieb* ist dann gegeben, wenn sämtliche Betriebsgenehmigungen vorliegen, der Probetrieb durchgeführt wurde und die Betriebsaufsicht an den Betreiber übergeben wurde.

Diese detaillierten Phasen betreffen insbesondere die Wärmekraftwerke. Allgemein gilt bei Anforderung einer Liste der in Betrieb genommenen Kraftwerke als Stichtag jener der ersten Netzkoppelung.

4.3 Klassifizierung der Wasserkraftwerke

Wasserkraftanlagen können je nach Art der Abarbeitung des Zuflusses bzw. der Speichermöglichkeit eingeteilt werden. Als Kriterium wird die Füllungsdauer (D) bei mittlerem Abfluß herangezogen.

4.3.1 Laufkraftwerke

Laufkraftwerke arbeiten üblicherweise im Grundlastbereich und arbeiten die Abflußfracht in der Regel kontinuierlich ab.

Füllungsdauer $D \leq 2$ Stunden.

4.3.2 Speicherkraftwerke

Speicherkraftwerke speichern die Abflußfracht ganz oder teilweise, um über Stunden eine höhere Leistung erzielen zu können. Je nach Füllungsdauer ist zu unterscheiden:

Kurzzeitspeicher: $2 \text{ Stunden} < D \leq 400 \text{ Stunden}$
Langzeitspeicher: $D > 400 \text{ Stunden}$

Unterlieger-Kraftwerksstufen werden zur gleichen Kategorie gerechnet wie jene, die flußaufwärts liegen, wenn diese durch ihre Betriebsweise die Unterliegerstufen unmittelbar beeinflussen, vorausgesetzt, daß der Zufluß aus dem Zwischeneinzugsgebiet vernachlässigbar gering ist.

4.3.3 Pumpspeicherkraftwerke

Ein *Pumpspeicherkraftwerk* ist ein Speicherkraftwerk, dessen Speicher ganz oder teilweise durch hinaufgepumptes Wasser gefüllt werden kann.

Je nach Art der Verbindungen zwischen den einzelnen Wasserkreisläufen, an denen die Turbinen bzw. die Pumpen hängen, lassen sich verschiedene Arten von Pumpspeicherkraftwerken unterscheiden.

In sämtlichen Pumpspeicherkraftwerken sind die Pumpen bzw. Turbinen mit einem oder mehreren oberliegenden Speichern verbunden, wobei wiederum diese Speicher untereinander verbunden werden können.

Wenn die Pumpen und die Turbinen an einem und demselben Unterliegerspeicher verbunden sind oder auch mit Speichern, die untereinander verbunden sind, kann der Pumpzyklus sehr oft wiederholt werden, und es erfolgt dann eine Unterscheidung je nachdem, ob der oberliegende Speicher durch nennenswerte natürliche Zuflüsse gespeist oder nicht gespeist wird.

Anmerkung: Sind dagegen Pumpen und Turbinen an physikalisch getrennte Speicher ohne hydraulische Verbindung angeschlossen und stehen sie nur über das Oberbecken in Verbindung, so gibt es keinen Kreislauf; die Pumpen dienen dann ausschließlich dazu, das auf ihrer Höhenlage gesammelte Zuflußwasser in den Speicher zu pumpen. Dieser Typ wird als "Speicherkraftwerk mit Zubringerpumpen für Zuflüsse" bezeichnet.

Diese Kraftwerksarten sind entsprechend der vorher definierten Fülldauer "D" einzureihen.

4.3.4 Reine Pumpspeicherkraftwerke

Reine Pumpspeicherkraftwerke weisen keine nennenswerten natürlichen Zuflüsse in den oberliegenden Speicher auf.

Anmerkung: Der natürliche Zufluß in den oberliegenden Speicher erlaubt im Durchschnittsjahr eine Betriebsdauer bei elektrischer Engpaßleistung im Turbinenbetrieb von weniger oder gleich 250 Stunden (Durchschnittswert in Frankreich und Italien).

4.3.5 Gemischte Pumpspeicherkraftwerke

Gemischte Pumpspeicherkraftwerke weisen nennenswerte natürliche Zuflüsse in den oberliegenden Speicher auf.

Anmerkung: Der natürliche Zufluß in den oberliegenden Speicher erlaubt im Durchschnittsjahr eine Betriebsdauer bei elektrischer Engpaßleistung im Turbinenbetrieb von mehr als 250 Stunden (Durchschnittswert in Frankreich und Italien).

4.4 Klassifizierung der Wärmekraftwerke und anderen Quellen

Ein Wärmekraftwerk ist ein Kraftwerk, in dem Primärenergie durch einen thermodynamischen Prozeß in elektrische Energie umgewandelt wird.

4.4.1 Konventionelle Wärmekraftwerke

Die *konventionellen Wärmekraftwerke* umfassen Kondensationskraftwerke (mit und ohne Dampfentnahme), Kraftwerke mit Gegendruckturbinen sowie Kraftwerke mit Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen.

Anmerkung: In den UCTE-Statistiken werden darunter auch geothermische Kraftwerke und Müllverbrennungs-Kraftwerke erfaßt.

- **Dampfturbinen:**

Turbinen ohne Kondensator (offener Kreislauf), häufig als Gegendruckturbinen bezeichnet, sowie Turbinen mit Kondensator (geschlossener Kreislauf). Die Dampfturbinen können durch beliebige Brennstoffe versorgt werden.

- **Verbrennungsturbinen:**

Verbrennungsturbinen verwenden als Brennstoff Gas auf hohem Temperaturniveau und unter hohem Druck, wobei ein Teil der durch das Gas gelieferten Wärme in Rotationsenergie umgewandelt wird. Der Brennstoff kann Naturgas, Kohlegas oder ein flüssiger Energieträger sein.

- **Diesel-Anlagen:**

Der hier betrachtete Verbrennungsmotor ist ein Dieselmotor, der auf dem Prinzip der Zündung durch Verdichtung funktioniert. Für Dieselmotoren kann eine ganze Bandbreite von Brennstoffen eingesetzt werden, von Naturgas bis hin zu flüssigen Brennstoffen.

- **Kombinierter Kreislauf (z. B. GuD-Anlagen):**

Ein Kraftwerk mit kombiniertem Kreislauf ist eine Anlage zur Stromerzeugung, die aus einem oder mehreren Gasturbinen-Generatorsätzen besteht, deren Abgase in einem Abhitzeessel weiterverarbeitet werden, der noch mit einem zusätzlichen Brennstoff befeuert werden kann. Der im Abhitzeessel erzeugte Dampf wird einem oder mehreren Dampfturbinen-Generatorsätzen zugeleitet und dort abgearbeitet.

- **Kraft-Wärme-Kopplung (Cogeneration):**

Ein Kraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung ist eine Anlage, in der Brennstoffwärme über einen Wärmeträger, in der Regel vollständig, Maschinensätzen zugeführt wird, die so bemessen sind, daß diese Energie teils zur Stromerzeugung, teils zur Lieferung von Wärme für verschiedene Zwecke (industrielle Anwendungen, Fernwärmeversorgung, etc.) genutzt wird.

4.4.2 Kernkraftwerke

Ein *Kernkraftwerk* ist ein Wärmekraftwerk, in dem die in Kernbrennstoffen enthaltene Energie in elektrische Energie umgewandelt wird.

4.4.3 Andere Quellen

Die Kategorie *Andere Quellen* enthält unter anderem Wind- und Solarkraftwerke.

4.5 Klassifizierung der Brennstoffe

- **Feste Brennstoffe:**

Dazu zählen Steinkohle und Braunkohle und sonstige feste Brennstoffe.

Steinkohle umfaßt alle Qualitäten von Anthrazit und bituminöser Kohle ab einem Heizwert über 23,865 kJ/kg, feucht aber aschefrei. Weiters Kohle aus der Verkoksung von bituminöser Kohle und Anthrazit, Koksofen- und Braunkohlekoks. Braunkohle umfaßt unterbituminöse Kohle, Lignit, Braunkohle- und Torfbriketts.

Die sonstigen festen Brennstoffe umfassen Torf, Holz usw.

- **Flüssige Brennstoffe:**
Umfassen Rohöl, Flüssiggas, Mineralölprodukte, darunter Erdölkoks, verflüssigtes Erdölgas sowie Raffinerierestgas.
- **Gasförmige Brennstoffe:**
Umfaßt Methan im Naturzustand in den unterirdischen Lagerstätten und im Gas in Kohlerevieren, Hochofengas, Kokereigas und Stadtgas.
- **Abfälle und Biomasse:**
Umfaßt unter anderem Abfälle aus Holz, pflanzliche und industrielle Abfälle, Müll und Schwefellauge.

4.6 Stillgelegte Anlagen (MW)

Man kann zwei Arten unterscheiden:

1. Ein stillgelegtes Kraftwerk ist ein Kraftwerk, dessen Anlagen abgebaut wurden. Der Stichtag für die statistische Streichung ist jener der definitiven Trennung vom Netz.
2. Langfristige Leistungsreserve: Die langfristige Reserve ist diejenige, welche nach längeren Zeitspannen (über ein Jahr) als Leistungsreserve eingesetzt werden kann. Diese Leistungsreserve wird für die Bestimmung der Engpaßleistung eines Kraftwerksparks nicht mitgezählt.

4.7 Freileitungs- oder Kabelsystem

Ein *System* ist die Gesamtheit von Leitern, die eine elektrisch-physikalisch nicht trennbare Einheit bilden und die Fähigkeit besitzen, elektrische Energie von einem Punkt zum anderen zu übertragen.

4.8 Stromkreislänge (Systemlänge) einer Freileitung oder eines Kabels (km)

Die *Stromkreislänge* ist die tatsächliche Länge eines Leiters des Stromkreises oder das Mittel aus den tatsächlichen Längen der Leiter eines Stromkreises, wenn diese merkbare Längenunterschiede aufweisen.

4.9 In Betrieb befindliche Übertragungsleitungen

Eine *in Betrieb befindliche Übertragungsleitung* ist eine landesinterne 400 kV-Netzverbindung und/oder eine Verbundleitung ≥ 110 kV. Diese Netzverbindungen sind die einzigen, auf die sich die Erhebung bezieht.

4.10 Verbundsystem

Ein *Verbundsystem* besteht aus Verbindungen (Leitungen und Geräte, einschließlich der Transformatoren etc.), die wechselseitige Transporte elektrischer Energie zwischen Netzen oder zwischen Kraftwerken oder zwischen Kraftwerken und Netzen ermöglichen.

Ein *Verbundsystem* kann sich auf ein oder mehrere Unternehmen, Gebiete oder Länder erstrecken.

Unter *Verbundnetz* versteht man die Gesamtheit der Verbundleitungen in einem der vorgenannten Bereiche, mit oder ohne Unterscheidung der Spannungen.

Als *Verbundleitung* bezeichnet man eine Leitung, die dem vorstehend definierten Verbundsystem dient.

Die Bezeichnung *zusammengeschlossene Länder* verwendet man für die Länder, die ein Verbundsystem bilden.

Der Begriff *Verbundsystem* und die vorstehenden Erläuterungen gelten unabhängig davon, ob die betreffenden Verbindungen ausschließlich diesem Zweck dienen, oder Abnehmer unmittelbar versorgen, ohne Zwischenschaltung eines Verteilnetzes.

Die Bezeichnung *Netze im Parallelbetrieb* ist den synchronbetriebenen zusammenschlossenen Netzen vorbehalten, was der Normalfall ist.

4.11 Leistungsbilanz

4.11.1 Zielsetzung der Leistungsbilanz

Die Aufstellung der Leistungsbilanz dient folgenden Zwecken:

- Sie soll eine Gesamtübersicht über den Leistungsbedarf und die Komponenten seiner Deckung in den Regelzonen der in der UCTE zusammenarbeitenden Übertragungsnetzbetreiber geben
- Sie soll damit im liberalisierten Strommarkt Europas auch weiterhin allen Akteuren einen aktuellen Überblick über diese wichtigen Aspekte der Versorgungszuverlässigkeit geben.
- Sie erfüllt damit einen Teil der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber.

Es ist anzumerken, daß die Leistungsbilanzen im UCTE-Verbundbetrieb Momentaufnahmen der Leistungs- und Laststrukturen am 3. Mittwoch um 11:00 Uhr des jeweiligen Monats in den einzelnen Ländern darstellen. Rückschlüsse auf die energiewirtschaftliche Situation sind daher ohne zusätzliche Kenntnisse der mengenmäßigen Bedarfsdeckung nicht zulässig. Außerdem ist zu beachten, daß die Möglichkeiten für die Übertragung von Leistungen von der jeweiligen Netzsituation abhängig sind.

4.11.2 Allgemeine Struktur der Leistungsbilanz

Inländische Kraftwerksleistung

Wasserkraftwerke	Zeile 1
Kernkraftwerke	Zeile 2
Konventionelle Wärmekraftwerke	Zeile 3
Sonstige Quellen	Zeile 4
= 1+2+3+4 Inländische Kraftwerksleistung	Zeile 5
Nicht einsetzbare Leistung	Zeile 6
Revisionen (Wärmekraftwerke)	Zeile 7
Ausfälle (Wärmekraftwerke)	Zeile 8
Reserve für Systemdienstleistungen	Zeile 9
= 5-(6+7+8+9) Gesicherte Leistung	Zeile 10
Last	Zeile 11
Marge zur Montas-Höchstlast	Zeile 12
= 10-11 Verbleibende Leistung ohne Austausch	Zeile 13
Physikalischer Stromaustausch	
Physikalischer Import	Zeile 14
Physikalischer Export	Zeile 15
=14+15 Physikalischer Austauschsaldo	Zeile 16
=13+15 Verbleibende Leistung mit Austausch	Zeile 17

1 GENERAL CONSIDERATIONS

Short form of the UCTE countries	207
Representativity	207

2 ENERGY

2.1 National net electrical consumption (GWh)	207
2.2 National electrical consumption (GWh)	207
2.3 Electrical energy supplied to the network (GWh)	208
2.4 Electrical energy absorbed by pumping (GWh)	208
2.5 Gross electrical energy production (GWh)	208
2.6 Electrical energy absorbed by generating auxiliaries (GWh)	208
2.7 Losses in the main generator transformers (GWh)	208
2.8 Net electrical energy production (GWh)	208
2.9 Energy capability (GWh)	208
2.10 Mean energy capability (GWh)	209
2.11 Energy capability factor of a hydro-electric region (%)	209
2.12 Electrical energy capability of a reservoir (GWh)	209
2.13 Operating electrical energy reserve of a reservoir (GWh)	209
2.14 Reservoir electrical energy fullness factor (%)	209
2.15 Imports/exports (GWh)	209
2.16 Exchange of physical electrical energy (GWh)	209
2.17 Autoconsumption (GWh)	210
2.18 Network losses (GWh)	210

3 CAPACITY

3.1 Load, demand (MW)	210
3.2 Rated capacity	210
3.3 Maximum electrical capacity (MW)	210
3.4 Maximum electrical capacity of a hydro-electric head installation (MW)	211
3.5 Maximum electrical capacity of a unit or thermal power station (MW)	211
3.6 Physical load flow between neighbour countries (MW)	211
3.7 Power produced in parallel operation (MW)	211
3.8 National generating and purchase power capacity (MW)	211
3.9 Non-usable capacity (MW)	212
3.10 Overhauls of thermal power stations (MW)	212
3.11 Outages of thermal power stations (MW)	213
3.12 Reserve for system services (MW)	213
3.13 Reliable capacity (MW)	213
3.14 Margin the monthly peak load (MW)	213
3.15 Surplus of available capacity (MW)	213

4 OTHER TERMS

4.1	Classification of electricity service utilities	214
4.1.1	Public supply	214
4.1.1.1	Electricity service utilities	214
4.1.1.2	Autonomous generators	214
4.1.2	Auto-producers	214
4.2	Stages during construction of a power station	214
4.2.1	Planning phase	214
4.2.1.1	Consents received	214
4.2.1.2	Preliminary works	214
4.2.1.3	Placing main contracts	215
4.2.2	Under construction	215
4.2.3	First synchronised to the network	215
4.2.4	Post-synchronising operation	215
4.2.5	Commercial operation	215
4.3	Classification of hydro-electric head installations	215
4.3.1	Run-of-river head installations	215
4.3.2	Storage head installations	215
4.3.3	Different types of head installations with pumping	216
4.3.4	Pure pumped storage head installation	216
4.3.5	Mixed pumped storage head installation	216
4.4	Classification of thermal power stations and other sources	216
4.4.1	Conventional thermal power stations	216
4.4.2	Nuclear power stations	217
4.4.3	Other power sources	217
4.5	Classification of fuels	217
4.6	Closed power stations (MW)	217
4.7	Circuit of an electrical line or cable	217
4.8	Circuit length of an electrical line or cable (km)	218
4.9	Operating transmission lines	218
4.10	Interconnection	218
4.11	Power balance	218
4.11.1	Object of the power balance	218
4.11.2	General structure of the power balance	219
4.11.3	Reference time	219
4.11.4	Assumptions	219

1 GENERAL CONSIDERATIONS

Short form of the UCTE countries

The member countries of UCTE are presented by the following short forms:

· Belgium	B
· Germany	D
· Spain	E
· France	F
· Greece	GR
· Italy	I
· Slovenia	SLO
· Croatia	HR
· FRY + FYROM	JIEL
(Federal Rep. of Yugoslavia and Former Yugoslav Rep. of Macedonia)	
· Luxembourg	L
· The Netherlands	NL
· Austria	A
· Portugal	P
· Switzerland	CH
· Czech Republic	CZ
· Hungary	H
· Poland	PL
· Slovak Republic	SK

Representativity

For the most countries the electricity supply is not analysed in total, but only for those areas participating in parallel operation of the high voltage and extra-high voltage networks of the public supply, this are the undertakings of the public supply (see UCTE terminology - § 4.1.1) and - in some countries also - all or part of the industrial power stations, especially their deliveries to the public network. The areas covered by this analysis represent between 75 and 100 % of the total supply, depending on the countries concerned. Therefore, in some countries differences to other comparable statistics as well as to the statistics published regularly in periodical UCTE reports may result.

2 ENERGY

2.1 National net electrical consumption (GWh)

The *national net electrical consumption* is the sum of

- The amount of electrical energy supplied by the electricity service utility to ultimate consumers of the network under consideration.
- The amount of net electrical energy produced or directly imported from abroad by industrial or commercial concerns on the network and used directly for their own needs or to directly supply ultimate consumers.
- The amount of electrical energy consumed by establishments (offices, workshops warehouses etc) of the electricity service utilities, but excluding the electricity absorbed by the auxiliaries of the power stations and the losses in the main transformers of the power stations, and that consumed for pumping and the network losses. These consumptions are commonly called "consumptions of the electricity sector" or "own" consumptions.

2.2 National electrical consumption (GWh)

The *national electrical consumption* is the *net electrical consumption* including the network losses without consumption for pumped storage.

2.3 Electrical energy supplied to the network (GWh)

The *electrical energy supplied to the network* is the energy, that has to be delivered, to ensure the required supply to meet the national electrical consumption.

In the special case of a national network this is equal to the sum of the net electrical energy production supplied by all power stations within the country, reduced by the amount used simultaneously for pumping and reduced or increased by exports to or imports from abroad.

2.4 Electrical energy absorbed by pumping/Consumption of pumps (GWh)

The *electrical energy absorbed by the motor-pumps* in raising the water into the upper reservoir for the generation of electrical energy. It should include the electrical energy consumed by the auxiliary equipment and transformer losses during pumping.

2.5 Gross electrical energy production (GWh)

The *gross electrical energy production* of a unit, a power station, a group of power stations, a region or a country during a given period, is the sum of the electrical energy production by all the generating sets concerned (including energy production by pumped storage) measured at the output terminals of the main generators.

2.6 Electrical energy absorbed by generating auxiliaries (GWh)

The *electrical energy absorbed by generating auxiliaries* is the sum of the auxiliary power consumptions for all the generator sets under consideration during both the on-load and off-load periods of the generator sets.

2.7 Losses in the main generator transformers (GWh)

The *energy losses occurring in the main generator transformers* during both the on-load and off-load periods of the generator sets. The losses may be either measured or evaluated.

2.8 Net electrical energy production (GWh)

The *net electrical energy production* is equal to the gross electrical energy production less the electrical energy absorbed by the generating auxiliaries and the losses in the main generator transformers.

2.9 Energy capability (GWh)

The *energy capability* or potential energy of a hydro-electric head installation during a given period of time is the maximum quantity of electrical energy which all the observed corrected inflows, limited to the plant capacity flow, would enable it to produce under the most favourable conditions.

Note: This theoretical definition implies that the management of the reservoirs has been carried out with the aim of optimising the efficiency whilst minimising losses with a time allowance over and above the period to which the energy capability is referred. This value should therefore not be deduced from the operating results, since the latter are the consequences of reserve management rules which comply with economic requirements that may vary over the years.

For more detailed informations the use of UNIPEDE-Terminology is recommended.

2.10 Mean energy capability (GWh)

The *mean energy capability* of a head installation is the average of the energy capabilities of a series of years which is as long as possible (minimum 10 years, but in the case of new installations one takes the data on which the plant was based). Different mean energy capabilities are only homogeneous and comparable with each other if they are determined by taking into account the same years and they refer to a given type of plant.

2.11 Energy capability factor of a hydro-electric region (%)

The *energy capability factor of a hydro-electric region* for a given period is the result obtained by dividing its given energy capability by its mean energy capability, both quantities relating to the same period and to the same installations within this region. It denotes the relative value of the corrected flows related to specific plant.

Different energy capability factors for one or more regions are only homogeneous and comparable if they are calculated with reference to the same data and hence the same plant and to a common series of years for the determination of the mean energy capabilities.

2.12 Electrical energy capability of a reservoir (GWh)

The *electrical energy capability of a reservoir* is the amount of electrical energy which could be produced from its own generating head installation and from all head installations downstream thereof by using its normal operating capacity in the turbines. This is assumed to be carried out without natural inflows and excluding all water losses.

In considering which power stations to take into account downstream they extend theoretically as far as the sea or the limit of the country. When practical necessity requires limitation of this extent downstream to the boundaries of the supply area or of the country, this limitation should be stated in the statistics. Generally, the less important downstream power stations may be neglected if their inclusion presents too much difficulty.

2.13 Operating electrical energy reserve of a reservoir (GWh)

The *operating electrical energy reserve of a reservoir* at a given moment is the electrical energy which could be produced from its own head installation and from all head installations downstream thereof by using its operating water reserve at that moment. This is assumed to be carried out without natural cumulative flows and at a rate which excludes any loss of water.

2.14 Reservoir electrical energy fullness factor (%)

The *reservoir electrical energy fullness factor* at a given moment is the result obtained by dividing its operating electrical energy reserve at that moment by its electrical energy capability. This concept can be extended to cover a group of reservoirs.

2.15 Imports/exports (GWh)

The *imports/exports* refer to values, that take into account the physical exchanges on the cross-frontier transmission lines, but in addition also:

- exchange values on lines ≤ 110 kV outside of the interconnected transmission system.
- on the other hand values resulting with regard to international contracts (water claim).

For presenting the operation of the interconnected transmission system only interconnected transmission lines, which are registered in these terms, are taken into consideration.

2.16 Exchange of physical electrical energy (GWh)

The *exchange of physical electrical energy* can be represented as the balance (difference imports/exports) or the volume (sum imports/exports) of the energy flows transmitted between neighbour countries.

2.17 Autoconsumption (GWh)

The *autoconsumption* of a utility is the electrical energy used for his own economic activity and derived from autoproduction. This value may be equal to:

- either the total auto-production of electrical energy
- or the total auto-production less the electrical energy delivered to other consumers.

2.18 Network losses (GWh)

The *network losses* occurring in transmission and distribution networks are calculated as the difference between the electrical energy supplied to the network and the net electrical consumption.

3 POWER

3.1 Load, demand (MW)

The *load* is the value at a given moment of the electrical power supplied or absorbed at any point of a system as determined by an instantaneous measurement or by the integration of power during a given period of time. Load can refer to a consumer, an appliance, a group of consumers or appliances or a network.

For the power balance the load of each country, also called reference load, is represented at 11:00 a.m. on the third Wednesday of each month without regard to the export power.

3.2 Rated capacity

highest permanent capacity - without time limit, without influencing the life time (operating time) and safety - of an electrical installation for which it is designed or after which it is "named".

3.3 Maximum electrical capacity (MW)

The *maximum electrical capacity* is the maximum power, which could be produced, transmitted or distributed continuously throughout a prolonged period of operation. All the equipment is assumed to be fully operational. It is the highest permanent power of a power station to be produced under average conditions for cooling water, fuel etc and is limited by the weakest component. Components which are temporarily out of service, e.g. for repair or overhaul, do not decrease the maximum electrical capacity.

This value remains constant for a given installation unless, following permanent modification, the management of the undertaking decides to amend the original value.

Maximum capacity is defined separately in this document :

- Thermal power station unit
- Co-generation power station
- Hydro-electric head installation
- Interconnection

The maximum electrical capacity of a group of units or power stations is the arithmetic sum of the individual maximum electrical capacities. It therefore takes no account of possible restrictions, permanent or temporary.

3.4 Maximum electrical capacity of a hydro-electric head installation (MW)

The *maximum electrical capacity of a hydro-electric head installation* is the maximum capacity, assumed to be solely active power, that could be produced continuously throughout a long period of operation (generally not less than 4 hours) but compatible with its normal operating regime, with all plant running and with flow and head height at their optimum values.

The reference operating conditions are:

- The head installation has available all its plants, all of which is in full working order, but after allowing for wear of a permanent nature. It is able to operate to accepted standards at its maximum, not necessarily optimum, active power rating compatible with its specified period of operation.
- the installation operates under optimum conditions of flow and head height corresponding to the period of operation and compatible with security.
- full account is taken of all plant limitations such as size of intake works, size of sluice, size of pressure conduits, size of discharge works, etc
- production is not limited by any permanent or temporary restrictions on the network or by absence of demand.

3.5 Maximum electrical capacity of a unit or thermal power station (MW) (or reference power)

The *maximum electrical capacity of a unit or a thermal power station* is the maximum capacity, assumed to be solely active power, that could be produced continuously throughout a prolonged period of operation. All the equipment is assumed to be fully operational and with adequate fuel stocks of normal quality.

This capacity must be related to reference climatic conditions representative of the annual mean (or typical) ambient conditions for the power station.

The maximum electrical capacity excludes the capacity of power stations or units which are placed in reserve for longer than one year.

3.6 Physical load flow between neighbour countries (MW)

The *physical load flow between neighbour countries* represents the balance of the physical load flows, measured at 3 and 11 a.m. (Central European Time) at the cross-frontier substations of transmission lines (≥ 110 kV). In general, in agreement between the partners, a unique metering point is used.

3.7 Power produced in parallel operation (MW)

The *power produced in parallel operation* is the sum of the net electrical power produced in power stations participating in synchronous operation. It takes into account the spinning reserve, but excludes units injecting into systems, which are coupled to the interconnected network only by an AC/DC-link, and those, which cannot be operated with 50 Hz.

3.8 National generating and purchase power capacity (MW)

The *national generating and purchase power capacity* is the net maximum electrical capacity of electricity supply and production utilities and the power stations of industrial auto-producers of each country. They are divided into hydro power stations, nuclear power stations, conventional thermal power stations and other power sources.

The capacity of power stations with joint operation of foreign partners are fully taken into account as national power capacity by that country, where the power station is situated.

If a power station is situated at the frontier of two countries the share of each country is regarded as national power capacity.

3.9 Non-usable capacity (MW)

Part of the generating and purchase power capacity indicated in the statistics is not freely available to the dispatching centre. It concerns:

Capacity which cannot be utilized due to the temporary lack of primary energy:

- Run-of-river power stations which show during certain seasons in the long-term mean low flows (hydraulic constraints)
- Capacity of hydro power stations which is subject to temporary limitations:
 - * limited reservoir capacity, which does not allow the full power output to be developed over periods of heavy load
 - * power losses due to high water
 - * loss of head height
 - * Limitation of the flow downstream of the head installation
- Tidal power stations
- Geothermal power stations
- Conventional thermal power stations with fuels, that cannot be utilized fully, like unfit coal
- Oil- and gas-fired power stations with interruptable fuel supply
- Lacking wind in wind power stations

Power reduction due to technical constraints:

- Caused by the cooling systems of power stations
- Capacity of hydro power stations which are unavailable due to outage or overhaul
- Capacity that cannot be transmitted, as the transmission capacity is not sufficient (network constraints)
- Capacity of power stations in construction, if commissioning is intended for a certain date, but capacity is not firmly available to the dispatching centre because of delays or additional equipment
- Capacity from units which are adapted for the use of other fuels or equipped subsequently with installations for desulfurization and denitrification
- Part of capacity from power stations in test operation, where may be assumed, that they are not useable, or were effectively not usable.

Power reduction due to constraints by organisation:

- Capacity in conservation, which is brought into service only in emergency cases
- Capacity, locally bound by municipal, regional utilities or industrial power stations (auto-producers) and not usable for the operation of the interconnected system
- Nuclear power station in stretch-out operation

Capacity in multiple purpose installations:

where electrical capacity is reduced in favour of other purposes, for example

- Heat extraction in combined heat and power plants
- Water debit for irrigation, navigation or tourism

Capacity reduction due to ecology constraints

3.10 Overhauls of thermal power stations (MW)

Every utility fixes a periodical program to execute the necessary overhauls in thermal power stations. As far as possible overhauls are carried out during the summer and transitional months, when the load is low due to the time of the year or, in some countries, additional capacity is available in run-of-river plants.

As the summer off-peak-season is not sufficient, overhaul work also has to be carried out during the winter. Therefore a

corresponding reserve capacity has to be planned with respect to the problem of reserve assessment, which rises especially for the winter.

3.11 Outages of thermal power stations (MW)

As outage capacity of thermal power station every unavailable capacity beyond the overhaul program is taken into account.

3.12 Reserve for system services (MW)

The purpose of the *reserve for system services* is to compensate for all possible deviations in the power balance which may occur between normal conditions and those which actually occur, and thus to ensure a reliable and economic electricity supply. This is necessary,

because the load peak may exceed the expected value due to

- influences of climate, e.g. air temperatures below long-term mean, cloudy overcast
- structural and economic influences and changes in consumption habits

because a part of the generating power is lower than expected according to the forecast due to

- hydraulicity or availability of hydro power stations below the mean value
- unexpected prolongations of planned overhauls in thermal power stations
- outages of units beyond the average
- unexpected ecology constraints
- Outage of purchased power (industry and foreign partners).

The reserve capacities may be characterized with regard to the access time:

- seconds reserve for the power-frequency control (primary and secondary control reserve), that is made available chiefly through the control band width of power stations operating under primary control (*responsibility of the TSO*);
- minutes reserve (warm reserve or spinning reserve) that is chiefly by storage stations, pumped-storage stations, gas turbines and by thermal power stations operating at less than full output (*responsibility of the TSO*)
- hours reserve (cold reserve or stand-by reserve) available in thermal power stations, which must be started for this purpose (*responsibility of the power plant operator*)

3.13 Reliable capacity (MW)

The reliable capacity is obtained from the national generating and purchased power capacity after deducting all reductions in capacity and reserve capacities as for the non-usable capacity, overhauls and outages as well as the reserve for system services. This capacity was firmly available to cover the load.

3.14 Margin for the monthly maximum load (MW)

In general the effective load peak of a month is higher than the load measured at 11:00 a.m. on the third Wednesday. This difference between the load at the reference time and the load peak of the month is indicated as margin.

3.15 Surplus of available capacity (MW)

The surplus of available capacity is the reliable capacity less the load and margin. It is guaranteed to a large extent because, when it is determined in the power balance, all reductions in capacity and all possible load increases under extreme conditions within each country are already taken into account. The calculated surplus of available capacity is due to the

geographical extension of the UCTE and the associated transmission constraints not fully usable at each point of the network of the interconnected system.

A surplus capacity from hydro power stations may be available only for some hours every day because of the limited reservoir capacity. A surplus of available capacity usable for a long period of time has its origin mostly in thermal power stations. This capacity is represented expressly.

The long-term planning reserve is not included in the cold reserve, and therefore appears as surplus of available capacity. The surplus of available capacity must therefore not be considered as excess capacity.

4 OTHER TERMS

4.1 Classification of electricity service utilities

4.1.1 Public supply

4.1.1.1 Electricity service utilities

An *electricity service utility* is an undertaking whose principal objective is either:

- generation, transmission and distribution,
- transmission and distribution
- transmission or distribution of electrical energy for supply to third parties. It may also have as an objective the combined production of electrical energy and heat for supply to third parties.

4.1.1.2 Autonomous generators

An *autonomous generator* may be classified as an utility.

An *autonomous generator* is an undertaking whose principal activity is to produce electrical energy with the sole intention of sale to distributors or, via third party systems, to customers.

4.1.2 Auto-producers

An *auto-producer* is an undertaking which in addition to its main activities generates electrical energy wholly or partially for its own use.

4.2 Stages during construction of a power station

The overall construction period of a power station may be divided into different periods during which specific events occur. The following definitions relate to these periods and events.

4.2.1 Planning phase

4.2.1.1 Consents received

All the necessary public/statutory consents have been received to permit the start of main site construction.

4.2.1.2 Preliminary works

Preparatory work on the site and adjacent areas including demolition, site levelling, provision of access roads, etc, prior to placing the main civil works contract(s).

4.2.1.3 Placing main contracts

Entry into a major financial commitment by placing an order for main equipment and/or major site work.

4.2.2 Under construction

Before a power station or part of a power station is classified as being *under construction* all the following conditions must have been met:

- all consents have been received for the given site; and
- preliminary work on site has commenced; and
- placing main contracts has happened

4.2.3 First synchronised to the network

A generator set is *first synchronised to the network* when it supplies electrical energy generated from its own steam supply system, hydraulic turbine or equivalent.

4.2.4 Post-synchronising operation

If a generator set has been first synchronised to the network, but it has not yet been accepted into commercial operation then it should be classified as being in *post-synchronising operation*.

4.2.5 Commercial operation

A power station or part of a power station enters from post-synchronising operation into *commercial operation* when full ownership and control passes to the operators.

These detailed phases concern especially thermal power stations. If a list of power stations taken into service is demanded, in general the date of the first synchronising is the fixed day.

4.3 Classification of hydro-electric head installations

Hydro-electric head installations are classified according to the use that can be made of the cumulative flow that they receive, depending on whether the cumulative flow must be used within a short period of time or whether it can be retained for a certain period. This criterion is based on the reservoir filling period "D" calculated using the annual characteristic mean flow.

4.3.1 Run-of-river head installations

These head installation normally operate on base load and use the cumulative flow continuously.

Filling period $D \leq 2$ hours

4.3.2 Storage head installations

Hydro-electric head installations storing their cumulative flows wholly or partly in their retaining works in order to generate during hours of higher demand.

According to the filling period of a reservoir it can be defined as follows:

Pondage: 2 hours $< D \leq 400$ hours
Reservoir: $D > 400$ hours

These head installations are normally operated in such a way as to allow load following. By extension, when the operation

of a head installation is directly related to that of a reservoir upstream and the intermediate inflows are negligible, these head installations must be considered to belong to the same category as the one which governs them.

4.3.3 Different types of head installations with pumping

Pumped storage head installation or head installation with pumping are those in which water can be raised by means of pumps and stored, to be used later for the generation of electrical energy.

The basic differences between the various types of pumped storage head installation arise from the way in which the turbines and pumps are arranged in the hydraulic circuits.

In all types of pumped storage stations, the pumps and turbines are connected to one or several interconnected upper reservoir(s).

When the pumps and turbines are connected to the same lower reservoir or to reservoirs which are themselves connected, the pumping cycle can be repeated many times. A distinction must be made according to whether the upper reservoir is fed by significant natural flows.

Note: If, on the other hand, the pumps and turbines are connected to physically separate lower reservoirs without a hydraulic connection between them except by way of an upper reservoir, there can be no pump/turbine cycle as such, and the pumps have only the role of pumping into the upper reservoir the contribution of water acquired at their level. A station having this latter configuration is known by the term "station with contributory pumping".

This head installations are classified in the categories referred to in definitions above, according to the filling period of the reservoir "D"

4.3.4 Pure pumped storage head installation

A *pure pumped storage head installation* is one without significant natural cumulative flow into the upper reservoir.

Note: The natural cumulative flow into the upper reservoir, in an average year, permits a utilisation period of the maximum electrical capacity in the turbine mode less than or equal to 250 hours (average value in Italy and France).

4.3.5 Mixed pumped storage head installation

A *mixed pumped storage head installation* is one with significant natural cumulative flow into the upper reservoir.

Note: The natural cumulative flow into the upper reservoir, in an average year, permits a utilisation period of the maximum electrical capacity in the turbine mode of more than 250 hours (average value in Italy and France).

4.4 Classification of thermal power stations and other sources

A *thermal power station* is a power station in which the primary energy is converted to electrical energy using a thermodynamic process.

4.4.1 Conventional thermal power stations

The *conventional thermal power stations* comprise steam-operated generating plants with condensation (with or without extraction) or with back-pressure turbines and plants using internal combustion engines or gas turbines.

Note: In the UCTE statistics also geothermal plants and waste-fired power stations are included.

· **Steam turbines:**

Non condensing (open cycle), also often called back-pressure turbines, as well as condensing turbines (closed cycle). Steam turbines can be fuelled by all forms of fossil fuels.

· **Gas turbines:**

Gas turbines use high-temperature, high pressure gas as fuel and, in which part of the heat supplied by the gas is converted into rotational energy. Fuel can be natural gas, coal gases, or liquid fuels.

- **Diesel-type engines:**

The internal combustion engine referred to here is based on the Diesel cycle, which works on the compression ignition principle. Diesel-type engines can use a variety of fuels ranging from natural gas to liquid fuels.

- **Combined cycle systems (e.g. gas-steam):**

A combined cycle power station is an electrical generating installation comprising one or more gas turbines whose exhaust gases are fed to a waste-heat boiler, which may or may not be supplied with supplementary fuel. The steam raised in the boiler is used to drive a turbine coupled to a generator.

- **Cogeneration power station (combined heat and power):**

A cogeneration power station is a thermal installation in which the energy released from fuel is transmitted to an intermediate fluid. This intermediate fluid is normally directed in its entirety to electrical generator sets, designed and equipped in such a way that energy is partly used for driving the generator sets to produce electrical energy and partly to supply heat for various purposes: industrial uses, district heating etc....

4.4.2 Nuclear power stations

A *nuclear power station* is a thermal power station in which the energy in nuclear fuel is converted to electrical energy.

4.4.3 Other power sources

The category *other power sources* includes among others wind power and photovoltaics.

4.5 Classification of fuels

- **Solid fuels:**

Solid fuels comprise hard coal, brown coal and other solid fuels.

Hard coal refers to all grades of anthracite and bituminous coal with a gross calorific value greater than 23.865 kJ/kg on ash-free but moist basis. Hard coal includes coking coal, anthracite, coke-oven coke and lignite coke.

Brown coal includes sub-bituminous coal, lignite, brown coal briquette and peat briquettes.

Other solid fuels comprise all fuels such as peat, wood, etc.

- **Liquid fuels:**

Liquid fuels comprise crude oil, NGL and petroleum products, including petroleum coke, liquified petroleum gases and refinery gas.

- **Gaseous fuels:**

Consist mainly of methane occurring naturally in underground deposits and in colliery gas, blast furnace gas, coke-oven gas and gas from municipal gas plants.

- **Waste and biomass:**

Comprise among others wood waste, vegetable waste, industrial waste, municipal waste and sulphite lies or "black liquor".

4.6 Closed power stations (MW)

Two types can be distinguished:

1. A *closed power station* is a power station, the installations of which have been dismantled. Fixed day is the date of the definitive separation from the network.
2. Long term reserve capacity: *Long term reserve capacity* which is placed in reserve for long periods, in excess of one year. Its maximum electrical capacity is not declared as part of maximum electrical capacity of the system.

4.7 Circuit of an electrical line or cable

A *circuit of an electrical line or cable* is a number of electrically inseparable conductors forming a 3-phase or other system and capable of conveying electrical energy from one point to another.

4.8 Circuit length of an electrical line or cable (km)

The *circuit length of an electrical line or cable* is the actual length of any one of its conductors or the mean of the lengths of the conductors if there is any appreciable difference in their lengths.

4.9 Operating transmission lines

An *operating transmission line* is an internal 400 kV network connection of a country and/or an interconnected line ≥ 110 kV. These network connections are the only ones considered by the collect.

4.10 Interconnection

An *interconnection* is a connection (lines, cables and equipment, including transformers, etc) that may be used to convey electrical energy in either direction between networks, between power stations, or between power stations and networks.

An *interconnection* may exist within the limits of a single or between several undertakings, within one or between several geographical areas, within one or between several countries.

The expression *interconnected network* comprises all interconnected lines included in the limits mentioned above, without regard to voltage.

The expression *interconnected line* indicates a line providing an *interconnection* as defined above.

The expression *interconnected countries* indicates countries that are linked together by one or more *interconnection(s)*.

The definition of interconnection and the above comments remain valid whether the connections considered are reserved exclusively for that purpose or are also used to supply consumers on their route without using an intermediate distribution network.

The term *networks in parallel* is reserved for interconnected networks functioning in synchronism, which is the usual condition.

4.11 Power balance

4.11.1 Object of the power balance

The preparation of the power balance serves for the following purposes:

- It shall give an overall survey of the power demand and the components used to meet this demand in the control areas of TSOs co-operating in the UCTE.
- In the light of the deregulated European electricity market, it shall give an overview of these important aspects of supply reliability to all players in the market.
- Hence, the power balance meets part of the system responsibility of transmission system operators.

It should be noted, that the power balance represents an instantaneous picture of the generating and load structure of the UCTE interconnected system at 11:00 a.m. on the third Wednesday of each month. One cannot therefore draw any conclusions as to the energy situation without additional information on the quantitative covering of the demand. It is further to respect, that the possibilities to transmit power depends on the momentary network situation.

4.11.2 General structure of power balance

National generating power capacity	
Hydro power stations	line 1
Nuclear power stations	line 2
Conventional thermal power stations	line 3
Other power sources	line 4
=1+2+3+4 National generating power capacity	line 5
Non-usable capacity	line 6
Overhauls (thermal power stations)	line 7
Outages (thermal power station)	line 8
Reserve for system services	line 9
= 5-(6+7+8+9) Guaranteed capacity	line 10
Load	line 11
Margin the monthly peak load	line 12
= 10-11 Surplus of available capacity	line 13
Physical exchanges	
Physical importable capacity	line 14
Physical exportable capacity	line 15
=14-15 Physical exchange balance	line 16
=13+15 Surplus of available capacity, including exchanges	line 17

4.11.3 Reference time

To allow simultaneous analysis of the synchronous parallel capacity (reference capacity) of the member countries, 11:00 a.m. Central European Time on the third Wednesday of each month was chosen as the reference time for the balance (exception: holidays).

4.11.4 Assumptions

All power values are net values. In the forecast, they relate to average hydro conditions whose probability of being exceeded amounts to 50 %. Normal operation of reservoirs is assumed for the preceding months

The study proceeds from the maximum output capacity of generating units and takes account of reductions in output due to:

- Non-usable capacity
- Overhauls of thermal power stations
- Outages of thermal power stations
- The reserves required for system services and reserves for power plant operation or the proportion required at the reference moment (reserve capacity to cover outages or increasing demand due to climate or economic conditions).

In the forecast the firmly available capacity calculated in this way is compared to the expected load at the reference moment. In the retrospect the guaranteed capacity is compared to the effectively measured load at the reference moment.

Hence results a theoretic remaining capacity that can be positive (capacity surplus or export potential) or negative (lack of capacity or need for imports). The remaining capacity is compared to the capacities that can be safely transported across the frontiers of the country concerned or of a group of countries.

Herausgeber: UCTE-Sekretariat, Chausseestraße 23, D-10115 Berlin
Für den Inhalt verantwortlich: UCTE-Sekretariat
Redaktion: Olivier Feix
Erstellung: ifsc informationservices gmbh Berlin
Edda Asmus, Werner Heimann
Internet: www.ucte.org

A ne pas reproduire sans autorisation de l'UCTE
Nachdruck nur mit Genehmigung der UCTE
May not be reproduced without prior permission of UCTE



UCTE Sekretariat / Secrétariat de l'UCTE / UCTE Secretariat
www.ucte.org
info@ucte.org

