

Standard VGB

Termes fondamentaux du secteur de l'électricité

VGB-S-002-01-2015-10-FR

(précédemment VGB-RV 809 FR)

Éditeur :

VGB PowerTech e.V.

Maison d'édition :

VGB PowerTech Service GmbH

Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften

Deilbachtal 173, 45257 Essen, Allemagne

Tél. +49 201 8128-200

Fax +49 201 8128-302

E-Mail : mark@vgb.org

ISBN 978-3-86875-963-1 (eBook)



Toute reproduction du présent ouvrage est soumise à l'autorisation
préalable de VGB.

www.vgb.org

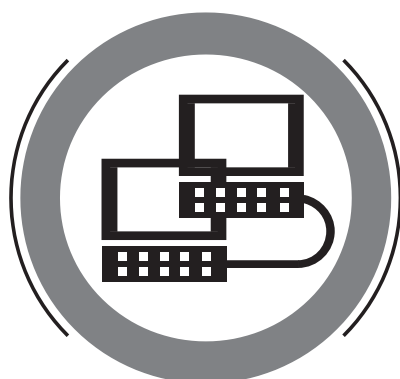
License publique générale

Public License Document

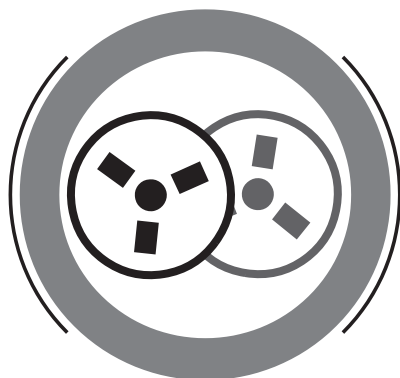
License publique générale
Public License Document



Utilisation en réseau est autorisés
Network access allowed



La copie e la transmission sont autorisés
Copying and distribution allowed



Tous les autres droits sont réservés.
All other rights reserved.

Droit d'auteur

Les standards VGB, dénommés ci-après « œuvre », ainsi que toutes les contributions et illustrations contenues dans cette œuvre sont protégés par le droit d'auteur. La perception des droits d'utilisation de cette œuvre relève de la seule responsabilité du VGB Powertech.

Le terme « œuvre » comprend la présente publication, à la fois en version papier et sous forme numérique. Le droit d'auteur s'applique sur toute ou partie de l'œuvre.

Toute utilisation de cette œuvre en dehors des droits d'auteur est interdite sans autorisation écrite préalable du VGB Powertech. Cela vaut pour toute forme de reproduction, de traduction, de numérisation ainsi que toute modification.

Clause de non-responsabilité

Les standards VGB sont des recommandations dont l'utilisation est facultative. Ils prennent en compte à un instant donné le meilleur état connu de la technique. Cependant ils ne prétendent nullement à l'exhaustivité ni à l'exactitude.

L'application de ces standards est de la propre responsabilité de ceux qui les appliquent et VGB PowerTech e.V. décline toute responsabilité quant à leur utilisation.

La version de référence pour la traduction de ce standard VGB est la version en langue allemande.

Remarque sur le traitement des propositions de modification

*Toute proposition de modification peut être envoyée à l'adresse mail suivante : **vgb.standard@vgb.org** Afin d'assurer le classement du contenu, l'objet du mail doit être clair et contenir une description de la partie de document concerné par la modification.*

Liste des modifications

Standard VGB	Date de modification	Chapitre	Description
1ère édition 2011, version de janvier 2011	Janvier 2011		Original
1ère édition 2011, version de janvier 2012	31 janvier 2012	4.3.17.3	Nouvelle version
		Annexe 1 Énergie hydraulique	Nouvelle version
1ère édition 2011, version de janvier 2012	20 mars 2012	3.3	Nouvelle version
1ère édition 2011, version de janvier 2012	20 mars 2012	3.3.1	Nouvelle version
1ère édition 2011, version de janvier 2012	20 mars 2012	3.3.2	Nouvelle version
1ère édition 2011, version de janvier 2012	20 mars 2012	3.3.3	Nouvelle version
1ère édition 2011, version de janvier 2012	20 mars 2012	Figure 2/2a	Révision
1ère édition 2011, version de janvier 2012	20 mars 2012	3.3.5	Nouvelle version
1ère édition 2011, version de janvier 2012	20 mars 2012	3.3.7	Nouvelle version
1ère édition 2011, version de janvier 2012	20 mars 2012	3.3.7.1	Nouvelle version
1ère édition 2011, version de janvier 2012	20 mars 2012	3.3.7.2	Nouvelle version
1ère édition 2011, version de janvier 2012	20 mars 2012	4.3.23	Révision
1ère édition 2011, version de janvier 2012	20 mars 2012	Liste des abréviations	Révision
Édition 2015	11 février 2015	Droit d'auteur	Nouvelle version
Édition 2015	11 février 2015	4.3.9	Nouveau point de travail
Édition 2015	11 février 2015	3.25 à 3.28	Introduction de nouveaux points

Avant-propos

Avec la libéralisation du marché de l'électricité et la transition qui en découle vers une production d'électricité axée sur le marché, de plus en plus de nouveaux termes font leur apparition dans le quotidien des professionnels du secteur. Les termes boursiers et spécifiques au marché ont notamment une grande influence sur le quotidien professionnel des producteurs d'électricité, des entreprises commerciales, des analystes et des autres acteurs du secteur. Or, le traitement des demandes émanant des autorités officielles et des associations professionnelles implique une parfaite connaissance de la terminologie employée.

Après la publication en 2008 du cahier 3 intitulé « Termes fondamentaux et nomenclature concernant la disponibilité des tranches thermiques », le groupe de projet « Analyses et définitions terminologiques » de VGB PowerTech e. V. a pris en charge la révision du cahier 1 du standard intitulé « Terminologie technique utilisée dans l'industrie ». Dans le cadre de l'eupéanisation de VGB PowerTech e.V., ce cahier est intégré au nouveau standard VGB. En plus des

- termes liés à la structure du secteur de l'énergie,
- termes spécifiques aux centrales, au réseau et à l'interconnexion des équipements,
- paramètres de puissance et d'énergie,

pour la première fois, le présent standard VGB intègre également les termes boursiers et spécifiques au marché.

Les définitions redondantes ont par ailleurs été révisées ainsi que la méthodologie de calcul de l'utilisation et de la disponibilité du temps. Outre les termes spécifiques aux centrales thermiques, l'annexe 1 comprend des informations sur les différences avec les centrales hydrauliques. Cette nouvelle édition constitue donc une version entièrement remaniée de la 7e édition (1999). Les définitions complètes fournies sont destinées à servir de référence pour la préparation des données rendues publiques, ainsi que pour les études, analyses et autres méthodes d'acquisition d'informations. N'hésitez pas à nous faire part de propositions d'amélioration en vue des éditions futures. Elles seront traitées par l'interlocuteur désigné du groupe de travail VGB « Indicateurs de performance » (http://www.vgb.org/performance_indicators.html).

Essen, octobre 2015

VGB PowerTech e.V.

Liste des auteurs

Le présent standard VGB a été élaboré par le groupe de projet « Analyses et définitions terminologiques ». Membres du groupe de projet :

- | | |
|---------------------------|--|
| - Uwe Dorn | Vattenfall Europe Generation AG, Allemagne |
| - Cord Bredthauer | E.ON Kraftwerke GmbH, Allemagne |
| - Henrik Møller Jørgensen | Fjernvarme Fyn A/S, Danemark |
| - Ralf Kirsch | Vattenfall Europe AOC, Allemagne |
| - Frank-Peter Laube | E.ON Kernkraft GmbH, Allemagne |
| - Jean-Francois Lehougre | EDF-DPIT, France |
| - Louwrens Luyt | Eskom, Afrique du Sud |
| - Joao Proenca | EDP, Portugal |
| - Stefan Prost | VGB PowerTech e. V., Allemagne |
| - Jörn Rassow | EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Allemagne |
| - Heiko Scheel | STEAG GmbH, Allemagne |
| - Ralf Uttich | RWE Power AG, Allemagne |

1ère édition 1953 VDEW e.V., BGW e.V.

2e édition 1956 VDEW e.V., BGW e.V.

3e édition 1961 VDEW e.V., BGW e.V.

4e édition 1973 VDEW e.V., BGW e.V.

5e édition 1978 (rééditions en 1980 et 1983) VDEW e.V., BGW e.V.

6e édition 1990 VDEW e.V., BGW e.V.

7e édition 1999 VDEW e.V., BGW e.V.

8e édition 2011 VGB PowerTech e.V.

9e édition 2012 VGB PowerTech e.V.

10e édition 2015 VGB PowerTech e.V.

Sommaire

Avant-propos	5
Remarques préliminaires générales	15
Unités	16
Liste des abréviations classée par ordre alphabétique	17
1 Termes liés à la structure du secteur de l'énergie	21
1.1 Secteur de l'électricité	21
1.2 Approvisionnement général (public) en électricité.....	22
1.3 Entreprise d'approvisionnement en électricité (EAE)	22
1.3.1 Fonctions des EAE.....	22
1.3.1.1 Production	22
1.3.1.2 Transport	23
1.3.1.3 Distribution	23
1.3.2 Distinction des EAE suivant leur portée	23
1.3.2.1 Entreprise interconnectée	23
1.3.2.2 EAE régionale	23
1.3.2.3 EAE locale	24
1.3.2.4 EAE de détail	24
1.3.2.5 EAE à intégration verticale	24
1.3.2.6 EAE à intégration horizontale	24
1.3.2.7 Producteur indépendant (seulement producteur)	25
1.4 Gestionnaire de réseau	25
1.5 Usager du réseau	25
1.5.1 Utilisateur du réseau	25
1.5.2 Client réseau	26
1.5.3 Client éligible	26
1.6 Dégroupage (unbundling)	26
1.7 Régime de propriété des EAE	26
1.8 Installations auto-productrices	27
1.9 Système d'approvisionnement en électricité	27
2 Marché/Bourse.....	28
2.1 ARA	28
2.2 Actif (asset).....	28
2.3 Gestion des actifs	28
2.4 Risque de défaillance (ou risque de contrepartie)	28
2.5 Back office	28
2.6 Baisse.....	28
2.7 Livraison en ruban	29
2.8 Base (ou base-load)	29
2.9 Bulish/Bearish	29
2.10 Groupe-bilan.....	29
2.11 Contrat de groupe-bilan	30
2.12 Bourse.....	30
2.13 Groupe-bilan de fourniture.....	30
2.14 Groupe-bilan d'ajustement.....	30

2.15	Broker.....	31
2.16	CAL.....	31
2.17	Cap	31
2.18	Options de capacité.....	31
2.19	Compensation (clearing).....	32
2.20	Clôture.....	32
2.21	Cours de clôture.....	32
2.22	Taxe carbone	32
2.23	Commodity	32
2.24	Confirmation.....	32
2.25	Compliance.....	33
2.26	Day-Ahead	33
2.27	Produit dérivé	33
2.28	Client final.....	33
2.29	Négoce d'énergie	33
2.30	ETS (emissions trading scheme).....	34
2.31	Programme prévisionnel	34
2.32	Programme prévisionnel modifié	34
2.33	Contrat à terme de gré à gré (forward).....	35
2.34	Courbe à terme (forward curve, price forward curve, PFC)	35
2.35	Front Office.....	35
2.36	Front year, Y1	35
2.37	Front month, M1	36
2.38	Front quarter, Q1	36
2.39	Contrat à terme (future).....	36
2.40	Position fermée	36
2.41	Exposition brute (gross exposure en anglais)	36
2.42	Limite d'exposition brute	37
2.43	Charge de base	37
2.44	Négociant.....	37
2.45	Hedging.....	37
2.46	In the money (dans la monnaie)	38
2.47	Marge intraday.....	38
2.48	Négoce intraday	38
2.49	Profil/courbe de charge.....	38
2.50	Prévisions de charge.....	38
2.51	Liquidité	38
2.52	Position longue (long)	39
2.53	Make or buy	39
2.54	Couplage de marché (market coupling).....	39
2.55	Animateur de marché (ou teneur de marché, market maker)	39
2.56	Market taker	40
2.57	MCP (market clearing price).....	40
2.58	Netting.....	40
2.59	Position ouverte	40
2.60	Hors pointe (off peak)	40
2.61	Option.....	41
2.62	Marché de gré à gré (over-the-counter ou OTC)	41
2.63	Out of the money (hors de la monnaie)	41
2.64	Pointe (peak, peak load)	42
2.65	Négoce physique d'électricité	42
2.66	Portefeuille (gestion de portefeuille).....	42
2.67	Position	42
2.68	Règlement (settlement)	43

2.69	Position courte (short)	43
2.70	Marché au comptant (spot market)	43
2.71	Spread	44
2.72	Contrat assorti d'une clause de « take or pay »	44
2.73	Marché à terme	45
2.74	Parquet (trading floor)	45
2.75	Volatilité	45
2.76	Marché de gros (wholesale market)	46
2.77	Dérivé climatique	46
2.78	Acteur du marché	46
3	Centrales, réseau, transport et interconnexion	48
3.1	Centrale	48
3.1.1	Unité de production	48
3.1.2	Tranche	49
3.1.2.1	Centrale sur collecteur commun	49
3.1.2.2	Exploitant de centrale	49
3.2	Centrale de réglage	49
3.3	Mise en service industrielle (MSI)	50
3.3.1	Essais de mise en service	50
3.3.2	Phase de commissionnement	50
3.3.3	Tests d'exploitation	51
3.3.4	Mise en retrait d'exploitation prolongée	53
3.3.5	Fonctionnement commercial/ fonctionnement de réglage	53
3.3.6	Arrêt / interruption du fonctionnement.....	53
3.3.7	Réserve	53
3.3.7.1	Réserve chaude	53
3.3.7.2	Réserve froide	54
3.3.8	Mise en retrait d'exploitation (MRE)	54
3.3.9	Retrait définitif d'exploitation (RDE)	55
3.4	Réseau	55
3.4.1	Réseau d'approvisionnement général en électricité	55
3.4.2	Gestionnaire de réseau	55
3.4.3	Réseau interconnecté	56
3.4.4	Réseau de transport.....	56
3.4.5	ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).....	56
3.4.6	GRT (gestionnaire de réseau de transport)	57
3.4.7	Réseau de distribution	57
3.4.8	Courbe caractéristique du réseau	57
3.5	Accès au réseau	57
3.5.1	Accès négocié au réseau	57
3.5.2	Contrat d'utilisation du réseau	58
3.6	Formule de l'acheteur unique	58
3.7	Transport	58
3.7.1	Point d'injection et de soutirage	59
3.8	Acheminement	59
3.9	Transit	59
3.10	Fourniture et soutirage	60
3.11	Voisinage de réseaux électriques	60
3.11.1	Section de couplage.....	60
3.11.1.1	Nœud final	60
3.11.1.2	Nœud de réseau	60
3.11.1.3	Nœud de couplage	60

3.12	Fiabilité de l'approvisionnement	61
3.13	Critère de défaillance unique	62
3.13.1	Capacité de marche en réseau séparé (ou îlotage)	62
3.14	Services système	62
3.14.1	Services système impératifs	63
3.15	Zone de réglage	63
3.15.1	Bloc de réglage	63
3.16	Réglage primaire	64
3.16.1	Régulateur primaire (régulateur de vitesse, régulateur de la turbine)	64
3.16.2	Plage de réglage primaire	64
3.16.3	Réserve de réglage primaire	65
3.17	Réglage secondaire	65
3.17.1	Régulateur secondaire (réglage de fréquence-puissance)	65
3.17.2	Réserve-minute/ réserve de réglage tertiaire	65
3.17.3	Plage de réglage secondaire	66
3.17.4	Réserve de réglage secondaire	66
3.17.5	Maintien de la fréquence	66
3.18	Réglage de fréquence-puissance	67
3.19	Réserve en heures / en jours	68
3.20	Réglage tertiaire	68
3.20.1	Réserve d'urgence	69
3.20.2	Maintien de la tension	69
3.20.3	Aptitude au démarrage autonome « Black start »	69
3.20.4	Congestion du réseau	70
3.20.5	Gestion des congestions	70
3.20.6	État critique du réseau	70
3.20.7	Programmation des arrêts	70
3.20.8	Programmation des MRE prolongées	70
3.21	Redispatching	70
3.22	Mesure de redispatching	71
3.23	Système d'identification	71
3.24	Démarrage à froid, redémarrage et démarrage à chaud	71
3.25	Démarrages	73
3.26	Variante Démarrages/ Démarrage autonome	74
3.27	Arrêts	75
3.28	Variante processus d'arrêt avec délestage	76
4	Installations de production	77
4.1	Paramètres liés à l'énergie	77
4.1.1	Travail électrique	78
4.1.2	Énergie nominale	78
4.1.3	Énergie redispatchée	78
4.1.4	Production d'électricité (énergie produite)	79
4.1.4.1	Production d'électricité primaire	79
4.1.4.2	Production d'électricité secondaire	79
4.1.4.3	Soutirage du réservoir	79
4.1.4.4	Alimentation du réservoir	79
4.1.5	Production d'électricité brute	80
4.1.6	Production d'électricité nette	80
4.1.7	Systèmes auxiliaires	80
4.1.7.1	Systèmes auxiliaires en fonctionnement	81
4.1.7.2	Systèmes auxiliaires à l'arrêt	81
4.1.8	Énergie disponible	81
4.1.8.1	Énergie excédentaire	81

4.1.8.2	Énergie disponible non produite	81
4.1.9	Énergie de réserve (marge de sécurité).....	82
4.1.10	Énergie non disponible.....	82
4.1.10.1	Énergie non disponible programmée	82
4.1.10.2	Énergie non disponible fortuite	82
4.1.11	Énergie dispatchable.....	82
4.1.12	Énergie non dispatchable.....	83
4.1.13	Soutirage d'électricité.....	83
4.1.13.1	Soutirage d'électricité pour approvisionnement	83
4.1.13.2	Soutirage d'électricité pour compensation en nature	83
4.1.14	Transport.....	84
4.1.14.1	Injection pour transport	85
4.1.14.2	Soutirage pour transport	85
4.1.15	Injection sur le réseau	85
4.1.16	Point d'approvisionnement en électricité/ point de connexion au réseau.....	85
4.1.17	Approvisionnement en électricité	85
4.1.18	Demande d'électricité (ventes d'électricité).....	86
4.1.19	Besoins en électricité	86
4.1.20	Énergie de pompage (consommation des pompes)	87
4.1.21	Pertes de pompage.....	87
4.1.22	Électricité fournie.....	87
4.1.23	Pertes d'énergie sur le réseau	88
4.1.24	Fourniture d'électricité pour compensation en nature	89
4.1.25	Électricité utile fournie	89
4.1.26	Consommation interne	89
4.1.27	Électricité fournie à des clients (récepteurs)	90
4.1.28	Fourniture d'électricité directe	90
4.1.29	Fourniture d'électricité indirecte	91
4.1.30	Bilan énergétique	91
4.1.31	Consommation d'électricité	92
4.1.31.1	Consommateur	92
4.1.31.2	Consommateur final	92
4.1.31.3	Client	92
4.1.31.4	Récepteur	92
4.1.32	Consommation d'électricité brute d'un pays	93
4.1.33	Consommation d'électricité nette d'un pays.....	93
4.1.34	Consommation d'électricité totale d'un pays.....	94
4.2	Représentations graphiques.....	96
4.2.1	Courbe de progression.....	96
4.2.2	Monotone (ou diagramme des valeurs classées)	96
4.3	Paramètres de puissance.....	97
4.3.1	Puissance.....	98
4.3.1.1	Puissance de réglage	98
4.3.2	Puissance brute	98
4.3.3	Puissance nette.....	99
4.3.4	Puissance des systèmes auxiliaires.....	100
4.3.4.1	Puissance des systèmes auxiliaires en fonctionnement	100
4.3.4.2	Puissance des systèmes auxiliaires à l'arrêt	100
4.3.5	Puissance d'injection sur le réseau	101
4.3.6	Puissance nominale	101
4.3.7	Puissance maximale admissible	103
4.3.7.1	Congestion	103
4.3.7.2	Puissance réactive	104
4.3.7.3	Puissance apparente	104

4.3.8	Puissance permanente	104
4.3.9	Puissance disponible	104
4.3.10	Puissance de fonctionnement	105
4.3.10.1	Puissance excédentaire	105
4.3.11	Puissance non injectée	105
4.3.11.1	Puissance non injectable	105
4.3.12	Puissance de réserve (marge de sécurité)	105
4.3.13	Puissance non disponible	106
4.3.13.1	Puissance non disponible programmée	106
4.3.13.2	Puissance non disponible fortuite	106
4.3.14	Puissance dispatchable	106
4.3.15	Puissance non dispatchable	107
4.3.16	Seuil de puissance	107
4.3.17	Puissance maximale / minimale	107
4.3.18	Puissance requise	108
4.3.18.1	Charge	108
4.3.18.2	Profils de charge	109
4.3.18.3	Charge résiduelle	109
4.3.18.4	Charge maximale / charge minimale	110
4.3.19	Puissance des centrales du système d'approvisionnement.....	110
4.3.19.1	Parc de centrales	111
4.3.19.2	Types de centrale	111
4.3.19.3	Puissance de base	112
4.3.19.4	Centrales à puissance de base	112
4.3.19.5	Puissance moyenne ou de semi base	112
4.3.19.6	Centrales à puissance moyenne ou de semi base	112
4.3.19.7	Puissance de pointe	113
4.3.19.8	Centrales à puissance de pointe	113
4.3.19.9	Plage de charge	113
4.3.20	Puissance mobilisée	114
4.3.21	Puissance soutirée	114
4.3.21.1	Puissance sûre	114
4.3.22	Puissance fournie.....	117
4.3.22.1	Puissance fournie à l'extérieur du système	117
4.3.23	Puissance totale mise à disposition	117
4.3.23.1	Puissance totale mise à disposition du marché intérieur	117
4.3.24	Puissance non injectable	117
4.3.25	Puissance injectable	119
4.3.25.1	Puissance totale injectable	119
4.3.25.2	Réserve de puissance	120
4.3.25.3	Marge	121
4.3.26	Réserve de puissance requise	121
4.3.26.1	Réserve de puissance requise côté besoins	121
4.3.26.2	Réserve de puissance requise côté couverture	121
4.3.27	Puissance garantie.....	121
4.3.28	Pertes de puissance sur le réseau	122
4.3.29	Puissance non affectée	122
4.3.29.1	Solde de puissance	122
4.3.29.2	Déficit de puissance	122
4.3.30	Bilan de puissance	123
4.3.31	Puissance garantie.....	123
4.3.32	Vitesse de variation de charge	123
4.3.33	Quota LI	123
4.3.34	Plage de puissance supplémentaire	124

4.3.35	Puissance supplémentaire, brève	124
4.3.36	Puissance supplémentaire, continue	124
4.4	Paramètres de temps	127
4.4.1	Temps	128
4.4.2	Temps nominal.....	128
4.4.3	Temps de disponibilité	128
4.4.4	Temps de fonctionnement.....	128
4.4.5	Temps de réserve (marge de sécurité)	128
4.4.6	Durée d'utilisation minimum	128
4.4.7	Temps disponible non exploité.....	129
4.4.8	Temps d'indisponibilité.....	129
4.4.8.1	Temps d'indisponibilité programmée	129
4.4.8.2	Temps d'indisponibilité fortuite	129
4.4.9	Temps disponible non exploitable (facteurs externes).....	129
4.4.10	Non-dispatchabilité en temps	130
4.4.11	Temps de mesure	130
4.4.12	Temps d'accès	130
4.4.13	Temps d'utilisation	130
4.4.13.1	Taux d'utilisation	131
4.4.14	Durée d'utilisation.....	131
4.4.14.1	Durée d'utilisation de la puissance maximale admissible	131
4.4.14.2	Durée d'utilisation de la puissance nominale	132
4.4.15	Heure d'ouverture de la Bourse	132
4.5	Utilisation et disponibilités	134
4.5.1	Utilisation du temps de référence.....	135
4.5.2	Taux de production	135
4.5.3	Disponibilité en temps	135
4.5.4	Disponibilité en énergie.....	136
4.5.5	Taux de défaillance en temps	136
4.5.6	Taux de défaillance en énergie	136
4.5.7	Rapport de puissance (rapport de charge)	137
4.5.8	Degré de simultanéité	137
4.6	Rendement et consommation de chaleur.....	138
4.6.1	Rendement.....	138
4.6.1.1	Rendement d'une unité de production	138
4.6.1.2	Rendement global	138
4.6.1.3	Rendement d'une centrale thermique	138
4.6.1.4	Rendement thermique / rendement du processus	139
4.6.1.5	Rendement d'une centrale éolienne	139
4.6.1.6	Rendement d'une centrale solaire	140
4.6.2	Qualité du processus	140
4.6.3	Coefficient de qualité.....	141
4.6.4	Valeur de référence.....	142
4.6.5	Surveillance de la qualité du processus.....	142
4.6.6	Coefficient d'utilisation	143
4.6.6.1	Méthode du taux de rendement	143
4.6.6.2	Méthode de substitution	143
4.6.7	Consommation de chaleur	144
4.6.8	Consommation de chaleur spécifique	144
4.6.9	Accroissement de la consommation de chaleur spécifique	145
4.6.10	Teneur en énergie.....	145
4.6.10.1	Pouvoir calorifique inférieur	146
4.6.10.2	Pouvoir calorifique supérieur	146

Annexe 1 : Terminologie de l'hydroélectricité.....	147
Puissance	147
Puissance brute	147
Puissance nette	147
Puissance moyenne	148
Puissance réactive	148
Rendement d'une centrale hydraulique	149
Puissance maximale admissible	149
Rendement d'une station de Transfert d'Énergie par pompage (STEP)	151
Rendement moyen d'une station de Transfert d'Énergie par pompage (STEP)	151
Changement de mode de fonctionnement	152
Phases transitoires.....	154
Modes de fonctionnement	154
Phases transitoires	155
Durée de fonctionnement	156
Durée d'utilisation	156
Disponibilité en temps d'une machine	156
Disponibilité en temps d'une centrale	157
Disponibilité en énergie	158
Indisponibilité	158
Puissance hydraulique disponible d'une centrale hydraulique	159
Puissance disponible	159
Puissance disponible des centrales au fil de l'eau	159
Puissance disponible de stations de Transfert d'Énergie par pompage	160
Puissance hydraulique disponible	160
Puissance technique disponible	160
Facteurs externes	160
Court-circuit hydraulique	161
Liste des abréviations	162
Liste des illustrations et des tableaux.....	164
Littérature.....	165
Index alphabétique des désignations	167
Index des mots-clés	178

Remarques préliminaires générales

Les paramètres de temps, de puissance et d'énergie se rapportent à la production d'électricité. Ils peuvent donc en toute logique être employés dans le contexte de la conversion, du stockage, du transport et de la distribution d'électricité.

De façon générale, on entend par puissance et énergie la puissance et l'énergie électriques actives. Lorsque ces termes désignent des valeurs réactives ou apparentes, cela doit être précisé.

L'emploi des unités est régi par la loi allemande sur les unités de mesure en date du 2 juillet 1969 (dont la dernière ordonnance de modification date du 12 décembre 1977 : 2. Verordnung zur Änderung der Ausführungsverordnung zum Gesetz über Einheiten im Messwesen vom 12. Dezember 1977, Bundesgesetzblatt année 1977, partie I, p. 2537). S'appuyant sur le système international d'unités (SI), ce texte définit le watt et le joule (watt-seconde) comme unités de puissance et d'énergie, à partir desquels on obtient l'unité usuelle, à savoir le kilowattheure (kWh).

Unités

Les unités* suivantes sont utilisées dans le présent ouvrage.

Terme	Unité				
Puissance					
Puissance active	W	kW	MW =10 ³ kW	GW =10 ⁶ kW	TW =10 ⁹ kW
Puissance apparente	VA	kVA	MVA	GVA	TVA
Puissance réactive	var	kvar	Mvar	Gvar	Tvar
Énergie					
Énergie active	Ws = J	kWh = 3,6 MJ	MWh =10 ³ kWh	GWh =10 ⁶ kWh	TWh =10 ⁹ kWh
Énergie apparente	VAh	kVAh	MVAh	GVAh	TVAh
Énergie réactive	varh	kvarh	Mvarh	Gvarh	Tvarh

Principes de dénomination des multiples décimaux d'unités

Préfixe	Symbole	Facteur	Valeur chiffrée**
Kilo	K	10 ³	Mille
Méga	M	10 ⁶	Million
Giga	G	10 ⁹	Milliard
Téra	T	10 ¹²	Billion
Péta	P	10 ¹⁵	Billiard
Exa	E	10 ¹⁸	Trillion

* La norme suivante comprend des explications détaillées sur les unités employées dans le secteur de l'énergie :

- DIN 1301 Unités, partie 1 (déc. 85), partie 2 (fév. 1978), partie 3 (oct. 79).
- Liste des unités de mesures dont l'utilisation est recommandée dans le secteur de la production d'énergie.
- VGB Kraftwerkstechnik, cahier 6/1981, édition spéciale.
- Unités dans le secteur du gaz et de l'eau. DVGW, notice GW 110, décembre 1976.
- Tableaux thermodynamiques. K. Raznjevic, VDI-Verlag 1977.

** Aux Etats-Unis, 10⁹ vaut un billion et 10¹² un trillion

Liste des abréviations classée par ordre alphabétique

Abréviation	Désignation	Chapitre
E	Teneur en énergie	4.6.10
g_{ben}	Taux d'utilisation	4.4.13.1
g_g	Degré de simultanéité	4.5.8
GG	Coefficient de qualité	4.6.3
H_o	Pouvoir calorifique supérieur	4.6.10.2
H_u	Pouvoir calorifique inférieur	4.6.10.1
k_t	Disponibilité en temps	4.5.3
k_W	Disponibilité en énergie	4.5.4
m_o	Rapport de puissance (rapport de charge)	4.5.7
n_t	Utilisation du temps de référence	4.5.1
n_W	Taux de production	4.5.2
P	Puissance	4.3.1
P_b	Puissance dispatchable	4.3.14
P_B	Puissance de fonctionnement	4.3.10
P_{br}	Puissance brute	4.3.2
P_{Bzg}	Puissance soutirée	4.3.21
P_C	Puissance garantie	4.3.27
P_E	Puissance maximale admissible	4.3.7
P_{Eig}	Puissance des systèmes auxiliaires	4.3.4
$P_{Eig B}$	Puissance des systèmes auxiliaires en fonctionnement	4.3.4.1
$P_{Eig S}$	Puissance des systèmes auxiliaires à l'arrêt	4.3.4.2
P_F	Puissance non affectée	4.3.29
P_G	Puissance de base	4.3.19.3
PGÜ	Surveillance de la qualité du processus	4.6.5
P_{KB}	Puissance totale mise à disposition	4.3.23
P_L	Puissance requise	4.3.18
P_{LL}	Puissance fournie à l'extérieur du système	4.3.22.1
P_M	Puissance moyenne ou de semi base	4.3.19.5

Abréviation	Désignation	Chapitre
P_{\max} / P_{\min}	Puissance maximale / minimale	4.3.17
P_{\max} / P_{\min}	Charge maximale / charge minimale	4.3.18.4
P_N	Puissance nominale	4.3.6
P_{nb}	Puissance non dispatchable	4.3.15
P_{ne}	Puissance nette	4.3.3
P_{ng}	Puissance non injectée	4.3.11
P_{ns}	Puissance non injectable	4.3.24
P_{Nsp}	Puissance d'injection sur le réseau	4.3.5
P_{nv}	Puissance non disponible	4.3.13
$P_{nv\ p}$	Puissance non disponible programmée	4.3.13.1
$P_{nv\ u}$	Puissance non disponible fortuite	4.3.13.2
P_R	Puissance de réserve (marge de sécurité)	4.3.12
P_R	Réserve de puissance	4.3.25.2
P_{re}	Réserve de puissance requise	4.3.26
$P_{re\ B}$	Réserve de puissance requise côté besoins	4.3.26.1
$P_{re\ D}$	Réserve de puissance requise côté couverture	4.3.26.2
P_S	Puissance de pointe	4.3.19.7
p_t	Taux de défaillance en temps	4.5.5
P_U	Seuil de puissance	4.3.16
$P_{\ddot{U}}$	Puissance excédentaire	4.3.10.1
$P_{\ddot{U}V}$	Pertes de puissance sur le réseau	4.3.28
P_v	Puissance disponible	4.3.9
p_W	Taux de défaillance en énergie	4.5.6
T	Temps	4.4.1
t_a	Durée d'utilisation	4.4.14
t_{aE}	Durée d'utilisation de la puissance maximale admissible	4.4.14.1
t_{aN}	Durée d'utilisation de la puissance nominale	4.4.14.2
t_B	Temps de fonctionnement	4.4.4
t_{ben}	Temps d'utilisation	4.4.13

Abréviation	Désignation	Chapitre
t_M	Temps de mesure	4.4.11
t_N	Temps nominal	4.4.2
t_{nb}	Non-dispatchabilité en temps	4.4.10
t_{ng}	Temps disponible non exploité	4.4.7
t_{ns}	Temps disponible non exploitable	4.4.9
t_{nv}	Temps d'indisponibilité	4.4.8
$t_{nv\ p}$	Temps d'indisponibilité programmée	4.4.8.1
$t_{nv\ u}$	Temps d'indisponibilité fortuite	4.4.8.2
t_R	Temps de réserve (marge de sécurité)	4.4.5
t_v	Temps de disponibilité	4.4.3
t_z	Temps d'accès	4.4.12
w	Consommation de chaleur spécifique	4.6.8
W	Travail électrique	4.1.1
W_A	Électricité fournie à des clients (récepteurs)	4.1.27
W_{Ab}	Électricité fournie	4.1.22
W_b	Énergie dispatchable	4.1.11
W_B	Production d'électricité (énergie produite)	4.1.4
$W_{B\ br}$	Production d'électricité brute	4.1.5
$W_{B\ ne}$	Production d'électricité nette	4.1.6
W_{BS}	Approvisionnement en électricité	4.1.17
W_{BV}	Consommation interne	4.1.26
W_{Bzg}	Soutirage d'électricité	4.1.13
$W_{Bzg\ NA}$	Soutirage d'électricité pour compensation en nature	4.1.13.2
$W_{Bzg\ V}$	Soutirage d'électricité pour approvisionnement	4.1.13.1
W_E	Consommation de chaleur	4.6.7
W_{Eig}	Systèmes auxiliaires	4.1.7
$W_{Eig\ B}$	Systèmes auxiliaires en fonctionnement	4.1.7.1
$W_{Eig\ S}$	Systèmes auxiliaires	4.1.7.2
$W_{EÜ}$	Injection pour transport	4.1.14.1
$W_{EÜ}$	Soutirage pour transport	4.1.14.2

Abréviation	Désignation	Chapitre
W_N	Énergie nominale	4.1.2
W_{NA}	Fourniture d'électricité pour compensation en nature	4.1.24
W_{nAb}	Électricité utile fournie	4.1.25
W_{nb}	Énergie non dispatchable	4.1.12
W_{ng}	Énergie disponible non produite	4.1.8.2
W_{Nsp}	Injection sur le réseau	4.1.15
W_{nv}	Énergie non disponible	4.1.10
$W_{nv\ p}$	Énergie non disponible programmée	4.1.10.1
$W_{nv\ u}$	Énergie non disponible fortuite	4.1.10.2
W_P	Énergie de pompage (consommation des pompes)	4.1.20
W_{PV}	Pertes de pompage	4.1.21
W_R	Énergie de réserve (marge de sécurité)	4.1.9
W_S	Demande d'électricité (ventes d'électricité)	4.1.18
W_{Sb}	Besoins en électricité	4.1.19
$W_{\ddot{U}}$	Énergie excédentaire	4.1.8.1
$W_{\ddot{U}V}$	Pertes d'énergie sur le réseau	4.1.23
W_V	Énergie disponible	4.1.8
W_{Vb}	Consommation d'électricité	4.1.31
$W_{Vb\ br}$	Consommation d'électricité brute d'un pays	4.1.32
$W_{Vb\ ne}$	Consommation d'électricité nette d'un pays	4.1.33
W_{VG}	Consommation d'électricité totale d'un pays	4.1.34
w_z	Accroissement de la consommation de chaleur spécifique	4.6.9
ζ	Coefficient d'utilisation	4.6.6
η	Rendement	4.6.1
η	Rendement d'une centrale éolienne	4.6.1.5
η	Rendement d'une centrale solaire	4.6.1.6
η	Rendement d'une centrale thermique	4.6.1.3
η	Rendement d'une unité de production	4.6.1.1

1 Termes liés à la structure du secteur de l'énergie

Désignation	Symb.	Définition
1.1 Secteur de l'électricité		<p>Le secteur de l'électricité est l'une des branches de l'économie nationale. En tant que telle, il a une composante</p> <ul style="list-style-type: none"> – fonctionnelle Ensemble des moyens techniques, économiques, organisationnels et juridiques ainsi que des objectifs de production, de transport, de distribution, de fourniture et de soutirage d'énergie électrique. – structurelle Ensemble des entreprises qui produisent, transportent, distribuent, fournissent et soutirent de l'énergie électrique et prodiguent leurs conseils à des tiers sur l'utilisation de cette énergie. <p>Note :</p> <p>Les entreprises du secteur de l'électricité se décomposent en</p> <ul style="list-style-type: none"> – entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE, cf.1.3), qui assurent l'approvisionnement général (public) en électricité, et en – exploitants d'installations autoproductrices (cf. 1.8). <p>Au sens statistique (nomenclature des activités économiques dans l'industrie) le « secteur de l'électricité » a une définition plus étroite et désigne la production et la distribution d'électricité destinées à l'approvisionnement général (public).</p>

Désignation	Symb.	Définition
1.2 Approvisionnement général (public) en électricité		<p>Ce terme désigne l'approvisionnement général (public) (production et soutirage, cf.4.1.17) et la mise à disposition (transport, distribution et fourniture, cf. chapitre 3 et partie 4 : Begriffe der Elektrizitätsübertragung und -verteilung) de l'énergie électrique à des tiers par des EAE via des réseaux fixes.</p> <p>Note :</p> <p>L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence devrait en principe permettre aux consommateurs de choisir librement leur fournisseur. L'obligation d'approvisionnement au sein de zones d'exploitation fermées est remplacée par une obligation de raccordement et d'approvisionnement applicable aux EAE chargées d'assurer l'approvisionnement général en électricité de consommateurs finaux dans des zones communales (cf. 4.1.31.2).</p>
1.3 Entreprise d'approvisionnement en électricité (EAE)		<p>Au sens de la loi allemande sur le secteur de l'énergie et indépendamment du statut juridique et du régime de propriété, ce terme désigne des entreprises ou des sociétés qui approvisionnent des tiers en électricité. Les courtiers en énergie, qui se contentent de mettre en relation des intéressés (prestataires ou demandeurs) n'appartiennent pas à cette catégorie (cf. 1.5). On distingue différents types d'EAE par fonction, portée et régime de propriété (participation au capital).</p>
1.3.1 Fonctions des EAE		<p>Les EAE remplissent au moins l'une des fonctions suivantes :</p>
1.3.1.1 Production		<p>Désigne la production d'électricité ou, dans le cas d'unités de cogénération (couplage chaleur-force), d'énergie électrique et de chaleur.</p>

Désignation	Symb.	Définition
1.3.1.2 Transport		Désigne une forme de transport d'électricité (cf. 3.7 ainsi que bilan énergétique, cf. 4.1.14). Le transport s'effectue généralement via le réseau haute tension.
1.3.1.3 Distribution		Désigne le transport d'électricité dans des zones délimitées par des critères physiques et techniques en vue de l'injecter dans des stations de distribution et d'en assurer la livraison à des installations clientes. La distribution s'effectue généralement via les réseaux haute, moyenne et basse tension.
1.3.2 Distinction des EAE suivant leur portée		Les EAE sont classées dans plusieurs catégories suivant leur portée :
1.3.2.1 Entreprise interconnectée		<p>Les entreprises interconnectées assurent l'interconnexion avec d'autres réseaux. Il s'agit d'EAE qui,</p> <ul style="list-style-type: none"> – en tant que propriétaire ou gestionnaire d'installations de production et de transport (essentiellement réseaux haute tension et interconnectés), participent de façon notable au maintien de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité à grande échelle (réglage fréquence-puissance, cf. 3.18 ; réserve d'exploitation inter-régionale) et – assurent l'échange inter-régional d'énergie avec d'autres EAE nationales et les pays voisins. <p>On distingue les EAE suivantes selon l'étendue du réseau (cf. 3.4) dont elles sont responsables :</p>
1.3.2.2 EAE régionale		Les EAE régionales disposent d'un réseau qui dessert un grand nombre de communes.

Désignation	Symb.	Définition
1.3.2.3 EAE locale		<p>Les EAE locales disposent d'un réseau qui dessert une ou quelques communes seulement (p. ex. EAE communale, services techniques urbains).</p> <p>Note :</p> <p>Les entreprises interconnectées peuvent assurer les tâches d'une EAE régionale ou locale en plus de l'interconnexion.</p>
1.3.2.4 EAE de détail		<p>Le plus souvent, les EAE de détail (détaillant en langage courant) fournissent à leurs clients l'électricité produite par d'autres entreprises (éventuellement complétée par leur propre production), en qualité de gestionnaire d'un réseau (cf. 4.1.31).</p> <p>Note :</p> <p>Le terme détaillant reflète la pluralité des niveaux d'approvisionnement en électricité (perspective amont-aval). Il englobe les EAE locales et régionales.</p>
1.3.2.5 EAE à intégration verticale		<p>Les EAE à intégration verticale assurent au minimum deux fonctions (production, transport ou distribution).</p>
1.3.2.6 EAE à intégration horizontale		<p>Les EAE à intégration horizontale ont au minimum une activité complémentaire à l'approvisionnement en électricité (p. ex. approvisionnement en gaz ou en eau, géothermie, traitement des déchets).</p>

Désignation	Symb.	Définition
1.3.2.7 Producteur indépendant (seulement producteur)		Les producteurs indépendants (seulement producteurs) sont des EAE qui n'assurent ni fonction de transport ni de distribution sur le réseau, mais se contentent de fournir l'énergie qu'ils produisent.
1.4 Gestionnaire de réseau		<p>Le gestionnaire du réseau (de transport ou de distribution) est responsable de la sécurité et de la fiabilité du fonctionnement du réseau dans une zone définie ainsi que des liaisons avec les autres réseaux (système de réseau, cf. 3.4). Il n'est pas nécessairement propriétaire des installations qu'il exploite. Le système doit être délimité pour pouvoir fixer clairement les responsabilités (cf. 1.9).</p> <p>Il appartient en outre au gestionnaire d'un réseau de transport d'assurer le transport via le réseau en tenant compte des interactions avec d'autres réseaux de transport. Il veille à la mise à disposition des services système nécessaires (cf. 3.14) et garantit ainsi la fiabilité de l'approvisionnement.</p>
1.5 Usager du réseau		<p>Toute personne physique ou morale qui utilise le réseau (cf. 3.4) et bénéficie des prestations du gestionnaire de réseau sur une base contractuelle (cf. 1.4). Exemples de prestations :</p> <ul style="list-style-type: none"> – raccordement au réseau – acheminement d'énergie électrique (acheminement) – équilibrage de l'injection et du soutirage – synchronisation avec le réseau (services système)
1.5.1 Utilisateur du réseau		Désigne toute personne physique ou morale qui injecte ou soutire de l'énergie dans ou sur un réseau d'approvisionnement en électricité ou en gaz.

Désignation	Symb.	Définition
1.5.2 Client réseau		<p>Les clients réseau désignent les parties prenantes au raccordement au réseau, les clients éligibles et les utilisateurs du réseau.</p> <p>Note :</p> <p>Pour distinguer les usagers du réseau, le gestionnaire du réseau les classe dans différentes catégories de clients (transport, acheminement ou services système).</p>
1.5.3 Client éligible		<p>Personne physique ou morale qui utilise une installation raccordée au réseau de distribution du gestionnaire de réseau.</p>
1.6 Dégroupage (unbundling)		<p>Dans le secteur de l'électricité, le dégroupage (unbundling) désigne la facturation et éventuellement l'organisation séparées de la production et du soutirage, d'une part, du transport et de la distribution de l'énergie électrique, d'autre part.</p> <p>Note :</p> <p>Dans le contexte de l'ouverture à la concurrence du marché de l'approvisionnement en électricité, ce dégroupage vise une plus grande transparence et surtout un accès au réseau sans discrimination de tous les fournisseurs d'énergie électrique (cf. 3.4).</p>
1.7 Régime de propriété des EAE		<ul style="list-style-type: none"> – Les EAE sont considérées comme publiques dès lors que 95 % ou plus de leur capital sont aux mains de collectivités territoriales (Etat, régions, associations communales, communales). – Les EAE mixtes correspondent aux EAE dont moins de 95 % du capital appartiennent à des collectivités publiques et moins de 75 % à des entités privées. – Les EAE sont considérés comme privées quand 75 % du capital ou plus sont détenus par le secteur privé.

Désignation	Symb.	Définition
1.8 Installations auto- productrices		<p>Ces installations sont destinées à la production d'électricité, essentiellement consommée par leur propriétaire : entreprises, usines et entités privées dont l'activité principale n'est pas l'approvisionnement en électricité. Dans les centrales de cogénération, les installations autoproductrices peuvent servir à produire de l'électricité et de la chaleur.</p> <p>Note :</p> <p>L'office allemand de la statistique distingue les installations autoproductrices :</p> <ul style="list-style-type: none"> – du secteur minier et de l'industrie manufacturière – des chemins de fer – destinées à exploiter les énergies renouvelables
1.9 Système d'approvision- nement en électricité		<p>Désigne une unité fonctionnelle du secteur de l'électricité répondant à certains critères techniques, économiques ou autres.</p> <p>Note :</p> <p>Les spécificités techniques et physiques (réseau fixe, impossibilité de stockage, consommation et production simultanées), les dispositions réglementaires (droit de passage, désignation des gestionnaires de réseau) et les formes d'organisation (cf. 1.3) sont déterminantes pour la délimitation des systèmes d'approvisionnement en électricité.</p>

2 Marché/Bourse

Désignation	Symb.	Définition
2.1 ARA		Zone triangulaire d'échange de fuel et de charbon délimitée par Amsterdam, Rotterdam et Anvers, également désignée par l'acronyme ENO (Europe du Nord-Ouest) ou uniquement zone de Rotterdam.
2.2 Actif (asset)		Dans le contexte de l'approvisionnement en énergie, ce terme désigne des biens négociables d'une certaine valeur tels que les centrales et leurs opérations de maintenance, combustibles (gaz, charbon, fuel), produits (électricité et produits dérivés, chaleur, produits auxiliaires des centrales tels que gypse, cendres, etc.) et les certificats d'émission de CO ₂ .
2.3 Gestion des actifs		Utilisation optimale des actifs visant à maximiser le résultat compte tenu des conditions techniques, économiques et politiques en présence.
2.4 Risque de défaillance (ou risque de contrepartie)		Risque que l'une des parties au contrat n'honore pas ses engagements contractuels (p. ex. paiements, fourniture, etc.). Le risque de contrepartie englobe le risque de remplacement et le risque de paiement.
2.5 Back office		Désigne l'unité administrative de la salle des marchés en charge des analyses et des prévisions de marché, de la gestion de portefeuille, de la gestion des risques et de la structuration des transactions.
2.6 Baisse		Recul important et généralement prolongé des cours ou des prix du marché. Antonyme : hausse.

Désignation	Symb.	Définition
2.7 Livraison en ruban		Livraison d'énergie (électricité ou gaz naturel, p. ex.) à raison d'une puissance/capacité constante sur l'ensemble de la durée de validité du contrat.
2.8 Base (ou base-load)		Electricité fournie pendant un intervalle standard (mois, trimestre, année) correspondant à la livraison d'un ruban de puissance constante 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. Synonyme : livraison en ruban.
2.9 Bulish/Bearish		<p>Ces termes décrivent l'état du marché.</p> <p>En Bourse, la bulle (bullish) est une métaphore représentant un marché qui anticipe une hausse des prix. Cette notion s'oppose à un marché dit bearish, qui décrit une situation où les opérateurs anticipent une baisse des prix.</p>
2.10 Groupe-bilan		<p>Un groupe-bilan regroupe tous les points d'injection et de soutirage d'une zone d'exploitation (zone de réglage dans le cas de l'électricité).</p> <p>Note : transaction</p> <p>Échange d'énergie électrique entre plusieurs groupes-bilans défini par un programme (p. ex. programme prévisionnel).</p> <p>Les transactions de gros assorties d'une exécution physique sont représentées, p. ex., sous forme de livraisons prévisionnelles entre différents groupes-bilans et communiquées au gestionnaire de réseau.</p> <p>Le gestionnaire de réseau vérifie la cohérence des programmes transmis (programmes prévisionnels notamment) par les différents négociants (responsables de groupe-bilan) avec le flux d'énergie effectif.</p>

Désignation	Symb.	Définition
		Les groupes-bilans constituent donc des bilans virtuels permettant de représenter successivement des transactions et des flux d'énergie physiques.
2.11 Contrat de groupe-bilan		Contrat conclu entre le responsable du (sous-) groupe-bilan (fournisseur) et le gestionnaire du réseau de transport. L'objet du contrat est la gestion et le traitement des données du groupe-bilan ainsi que la saisie de l'énergie fournie à tous les récepteurs inscrits.
2.12 Bourse		Marché organisé et anonyme sur lequel se négocient différents types de biens : actions et autres titres, devises, métaux précieux, marchandises (commodities) ou dérivés. Les cours (prix) sont fixés durant les horaires d'ouverture par les brokers ou via des systèmes de négoce informatiques par placement d'ordres d'achat et de vente (order en anglais). Les contrats négociés en Bourse désignent des opérations normalisées dans le cadre desquelles la Bourse intervient comme un partenaire commercial et le risque de défaillance est réduit au minimum. Les opérations boursières font l'objet d'une surveillance par une autorité compétente.
2.13 Groupe-bilan de fourniture		Groupe-bilan auquel les installations de conversion d'énergie de l'exploitant de la centrale ou du prestataire sont affectées.
2.14 Groupe-bilan d'ajustement		Groupe-bilan (programme prévisionnel) du gestionnaire de réseau. Contrepartie du groupe-bilan standard.

Désignation	Symb.	Définition
2.15 Broker		De façon générale, désigne un courtier en Bourse dans les pays anglo-saxons qui, contrairement aux courtiers allemands, sont habilités à conseiller des clients privés. Le broker agit comme un intermédiaire entre différentes parties contractantes. Il n'est pas lui-même partie au contrat, mais s'intéresse uniquement à la concrétisation de la transaction, qui lui vaut une commission basée sur le volume de celle-ci (brokerage fee en anglais). Dans le domaine de l'énergie, les brokers interviennent notamment sur l'EEX. Ces brokers sont agréés sur l'EEX et permettent ainsi à des tiers d'accéder à ce marché. Sur le marché de gré à gré, les brokers interviennent par ailleurs en tant qu'intermédiaires pour l'échange de produits énergétiques.
2.16 CAL		Abréviation désignant un produit dont le délai de livraison est d'une année civile (calendar year en anglais).
2.17 Cap		Instrument utilisé sur le marché de gré à gré pour garantir le prix plafond d'un contrat de livraison à long terme (de fuel, p. ex.). Il agit comme une assurance contre une augmentation excessive des prix. En cas de dépassement du seuil convenu, le vendeur verse à l'acheteur la différence entre le prix actuel et la limite supérieure ou facture au maximum ce prix pour les livraisons physiques. L'acquéreur d'un Cap verse une prime au vendeur sous forme de versement unique ou de paiements réguliers.
2.18 Options de capacité		Option d'achat ou de vente de capacités supplémentaires. Le prix d'achat ou de vente n'est fixé qu'au moment de la réalisation de la transaction.

Désignation	Symb.	Définition
2.19 Compensation (clearing)		Consiste à solder les créances mutuelles entre deux ou plusieurs partenaires, les montants étant compensés par le biais d'un versement ou d'une inscription au crédit d'un compte. Les opérations de clearing concernent les transactions boursières, mais aussi les contrats à terme passés sur des marchés de gré à gré. Pour ce qui est des transactions boursières, les opérations de clearing englobent non seulement l'exécution, mais aussi la sécurisation des contrats à terme.
2.20 Clôture		Moment de la journée coïncidant avec la cessation des opérations boursières et la fixation des cours. Sur le marché de gré à gré (OTC), il s'agit du moment à partir duquel le volume des activités tend à baisser.
2.21 Cours de clôture		Correspond au dernier cours d'un titre fixé un jour de Bourse. Ce cours est souvent identique au cours de compensation.
2.22 Taxe carbone		Instrument d'économie politique ayant une incidence sur les prix visant à faire baisser la consommation d'énergie et à favoriser la mise en place de processus de substitution privilégiant l'utilisation de combustibles et de carburants propres.
2.23 Commodity		Marchandises ou matières premières standardisées à des fins commerciales, l'objectif étant que les différents produits proposés à la vente soient homogènes en termes de qualité et de fonction et puissent ainsi être échangés ou négociés.
2.24 Confirmation		Confirmation d'une opération boursière. Fixe les modalités de l'opération, les rendant ainsi contraignantes pour les deux parties. Avant de donner une confirmation, il convient de comparer les informations fournies par les deux parties. L'opération n'est confirmée que si les données sont corroborées.

Désignation	Symb.	Définition
2.25 Compliance		Négoce conforme aux lois et aux réglementations en vigueur et aux exigences de l'autorité légale de surveillance, etc. L'objectif de la compliance est de garantir des procédures conformes à la législation et aux réglementations applicables afin de protéger les investisseurs et d'éviter les conflits d'intérêts.
2.26 Day-Ahead		Qualifie des opérations prévoyant une livraison le lendemain de la souscription du contrat. Le marché au comptant de nombreuses Bourses d'électricité et de gaz (p. ex. EEX en Allemagne) est organisé comme un marché de type day ahead. On négocie également aujourd'hui pour le lendemain sur le marché de gré à gré.
2.27 Produit dérivé		Instrument financier dérivé d'une valeur de base sous-jacente (commodity) négociée sur le marché au comptant (p. ex. électricité ou gaz). Les principaux produits dérivés sont les options et les contrats à terme classiques et de gré à gré (futures et forwards). La valeur d'un produit dérivé dépend du prix de la valeur de base sous-jacente. Les produits dérivés sont négociés hors Bourse ou sur les marchés à terme.
2.28 Client final		Consommateurs finaux et injecteurs de courant sur le réseau.
2.29 Négoce d'énergie		Achat et vente d'électricité et de gaz ainsi que de charbon et de fuel aux prix du marché sur le marché de gros (whole sale market). Dans ce cadre, différentes quantités sont négociées en et hors Bourse à différentes dates et sur la base de différentes prévisions de prix.

Désignation	Symb.	Définition
2.30 ETS (emissions trading scheme)		<p>Système communautaire d'échange de quotas d'émission de CO₂ et d'autres gaz à effet de serre (liste selon protocole de Kyoto : CH₄, N₂O, H-FKW, FKW, SF₆). Ce mécanisme a été instauré le 1er janvier 2005. Dans un premier temps il ne couvre que les émissions de CO₂. Les sources d'émissions de CO₂ soumises à ce système d'échange de quotas appartiennent essentiellement aux secteurs d'activité suivants : usines de combustion (centrales notamment), raffineries, fours à charbon, entreprises métallurgiques, cimenteries, verreries ainsi qu'industries céramique, de la chaux, de la brique, du cellulose et du papier.</p> <p>Les deux premières phases d'échange se sont déroulées de 2005 à 2007 et de 2008 à 2012. À compter de 2013, les phases d'échange sont étendues à 8 ans et englobent également d'autres gaz à effet de serre ainsi que le trafic aérien.</p>
2.31 Programme prévisionnel		Correspond à la fourniture d'électricité selon des modalités convenues au préalable. Ce programme prévisionnel indique pour une durée de transport définie (quart d'heure, p. ex.) la puissance échangée entre les groupes-bilan ou injectée/soutirée aux points d'injection/de soutirage.
2.32 Programme prévisionnel modifié		Concerne les échanges entre le prestataire et le gestionnaire du réseau générés par les modifications liées au redispatching. Il définit l'échange d'énergie convenu (énergie redispatchée) entre le groupe-bilan standard et le groupe-bilan d'ajustement.

Désignation	Symb.	Définition
2.33 Contrat à terme de gré à gré (forward)		Contrat à terme individuel négocié hors bourse (de gré à gré) portant sur le prix et une quantité déterminée d'un produit ainsi que sur une date ou un délai de livraison (échéance). Des clauses de sécurité individuelles sont en outre prévues, car contrairement au contrat à terme classique (future), le risque est ici supporté par un partenaire contractuel et non par la chambre de compensation.
2.34 Courbe à terme (forward curve, price forward curve, PFC)		<p>Courbe indiquant à quel prix les contrats à terme (forwards et futures) peuvent être conclus actuellement pour un sous-jacent donné et une échéance différée.</p> <p>L'HPFC (hourly price forward curve) est une variante de la courbe à terme qui offre une précision horaire élevée (à l'heure près) de la valeur des futurs soutirages ou livraisons d'énergie. La courbe intègre les données du marché disponibles actuellement sur la future évolution des prix. Elle ne reflète pas les futurs prix, mais les prévisions actuelles du marché. Chaque négociant établit une HPFC individuelle sur la base de ses analyses, de son savoir-faire et de son appréciation de l'évolution du marché.</p>
2.35 Front Office		Unité organisationnelle de la salle des marchés chargée du traitement des ventes (en gros). C'est à ce niveau que les partenaires commerciaux concrétisent leurs transactions.
2.36 Front year, Y1		Contrat dont l'échéance est à 1 an.

Désignation	Symb.	Définition
2.37 Front month, M1		Contrat dont l'échéance est à 1 mois.
2.38 Front quarter, Q1		Contrat dont l'échéance est à 1 trimestre.
2.39 Contrat à terme (future)		Engagement contractuel portant sur l'achat ou la fourniture d'une quantité déterminée d'électricité, à un prix fixé à l'avance et à une échéance future. Il s'agit d'un contrat standardisé, généralement négocié sur un marché boursier à terme, qui ne prévoit le plus souvent qu'un échange financier (cash settlement) entre le négociant et la Bourse (partenaire contractuel).
2.40 Position fermée		Clôture d'une position ouverte par la réalisation d'une opération de contrepartie. Les positions fermées ne sont plus exposées au risque de marché, mais uniquement au risque de crédit.
2.41 Exposition brute (gross exposure en anglais)		Correspond au risque de contrepartie des positions ouvertes en l'absence de gages de sécurité (hedging) et de netting. Cette valeur est obtenue en additionnant la valeur actuelle de l'actif (déterminée selon la technique d'évaluation au prix du marché, market to market en anglais) et l'évolution estimée de la valeur sur la durée du contrat, cette somme étant rapportée à une transaction ou à un portefeuille.

Désignation	Symb.	Définition
2.42 Limite d'exposition brute		Définit l'ampleur admissible des positions ouvertes pour une partie contractante en l'absence de gages de sécurité (hedging). Ces limites sont fixées par période comptable et définissent également la durée maximale des contrats. Pendant de l'exposition brute.
2.43 Charge de base		Caractérise le profil de charge pour une fourniture ou un soutirage d'électricité à puissance constante sur 24 heures pendant la période de fourniture. Voir également Base.
2.44 Négociant		Acteur du marché habilité à réaliser des opérations commerciales et à établir des programmes prévisionnels. Cela implique que le négociant ait conclu un contrat de groupe-bilan ou un sous-contrat de groupe-bilan avec le GRT. Le négociant n'est pas nécessairement le fournisseur.
2.45 Hedging		Réduction du risque présenté par une opération de base via des opérations de couverture. À cet effet, une stratégie adaptée est définie. Le but est de réaliser des opérations pour se prémunir (couvrir) contre le risque d'une évolution défavorable du marché (p. ex. prix, température). Différentes stratégies de hedging permettent ainsi de se protéger contre la hausse ou un effondrement des prix. Les principales opérations destinées à protéger l'investisseur contre une hausse des prix sont les positions longues (future, forward, swap, call, cap et collar). Les positions courtes (future, forward, swap et collar) sont utilisées pour se prémunir contre un effondrement des prix.

Désignation	Symb.	Définition
2.46 In the money (dans la monnaie)		Configuration du marché propice à l'exercice d'une option. Une option d'achat (call) est « in the money » quand le cours du sous-jacent est supérieur au prix d'exercice. Inversement, une option de vente (put) est « in the money » quand le cours du sous-jacent est inférieur au prix d'exercice. Antonyme : out of the money.
2.47 Marge intraday		Correspond au montant que l'acheteur ou le vendeur doit verser sous forme de cash ou de titres pour couvrir sa position avant la fin du jour de négoce. Elle sert de garantie pour la réalisation d'un contrat à terme.
2.48 Négoce intraday		Désigne une opération dans le cadre de laquelle le négoce et la livraison d'un produit interviennent le jour même.
2.49 Profil/courbe de charge		Série chronologique qui définit une valeur de puissance pour chaque heure ou quart d'heure facturé(e). Le profil de charge sert souvent de base aux programmes prévisionnels.
2.50 Prévisions de charge		Futur profil de charge estimé ou procédure de création d'un profil de charge.
2.51 Liquidité		La liquidité d'un marché exprime le volume de titres négocié sur le marché. Plus le marché est liquide, plus la confiance dans les informations relatives aux prix du marché est grande.

Désignation	Symb.	Définition
2.52 Position longue (long)		<p>De façon générale, qualifie la position de l'acheteur. La position du vendeur est donc logiquement courte.</p> <p>Une position longue résulte de l'achat d'un ou de plusieurs contrats dont le total est supérieur aux positions ouvertes à la vente. Une position longue peut être dénouée par la vente de contrats identiques. Antonyme : position courte.</p>
2.53 Make or buy		Décision d'une entreprise déterminant si une prestation doit être réalisée (make) ou achetée (buy).
2.54 Couplage de marché (market coupling)		L'objectif du couplage de marché est l'optimisation de l'utilisation des capacités de transport disponibles. Techniquement, ce mécanisme utilise les enchères implicites. Le négoce d'électricité et l'affectation des capacités de transport s'effectuent alors dans le cadre d'un même processus.
2.55 Animateur de marché (ou teneur de marché, market maker)		Opérateur ou établissement agréé qui prend l'engagement de fournir en continu un cours acheteur et un cours vendeur pour un produit donné. En principe, son objectif est de détenir un portefeuille équilibré. Le risque encouru par l'animateur de marché est compensé par les perspectives de gains résultant de la différence entre le cours acheteur et le cours vendeur.

Désignation	Symb.	Définition
2.56 Market taker		Opérateur qui achète et vend aux prix fixés par les animateurs de marché. Il peut accepter un prix, puis prendre une position sur des marchés connexes en qualité de market maker ou de hedger.
2.57 MCP (market clearing price)		Prix reflétant l'équilibre entre l'offre et la demande en Bourse. Il s'agit généralement du prix d'exécution le plus courant (plus haut volume négocié avec une demande excédentaire minimale). Ce prix est plus généralement appelé prix du marché.
2.58 Netting		Détermination des positions nettes résultant de la compensation des positions longues et courtes ou des créances mutuelles de deux contreparties ; équivaut à solder des positions longues et courtes.
2.59 Position ouverte		Se dit d'un engagement sous forme de transactions à terme fixe ou d'options qui devraient encore être négociées avant l'arrivée à échéance. Lorsque l'opérateur vend une marchandise à découvert, la position ouverte doit être couverte au plus tard à la date de livraison. Pour cela il revend la position ouverte ou achète la marchandise qu'il doit livrer. Les positions longues et courtes sont des exemples de positions ouvertes. Antonyme : position fermée.
2.60 Hors pointe (off peak)		Plage horaire de fonctionnement à faible charge en dehors des heures de pointe. En Allemagne, par exemple, il s'agit des horaires suivants : du lundi au vendredi, de 0 heure à 8 heures et de 20 heures à minuit, plus le samedi et le dimanche, de 0 heure à minuit (cf. 4.4.15).

Désignation	Symb.	Définition
2.61 Option		<p>L'acheteur de l'option obtient le droit – et non pas l'obligation – d'acheter (call) ou de vendre (put) une quantité donnée d'un bien (actif sous-jacent) à un prix déterminé à l'avance pendant la durée du contrat ou à l'échéance (date d'exercice). Le vendeur (options couvertes) obtient le prix d'achat de l'option et a l'obligation, en cas d'exécution d'acheter (put) ou de vendre (call) le sous-jacent au prix fixé à l'avance.</p> <p>De façon générale, on distingue les options américaines des options européennes. Les options américaines peuvent être exécutées à tout moment avant l'échéance. Les options européennes ne peuvent être exécutées qu'à l'échéance.</p>
2.62 Marché de gré à gré (over-the-counter ou OTC)		<p>Le marché de gré à gré correspond aux contrats négociés hors Bourse. Ces contrats ne peuvent être adaptés à des besoins spécifiques et ne sont donc pas fortement normalisés. Un marché de gré à gré n'est pas localisé et n'a pas d'horaires d'ouverture fixe. Les négociations s'effectuent au niveau national et international par écrans interposés et par téléphone. Les opérations passent généralement par un broker. Le marché de gré à gré comprend un marché au comptant et un marché à terme.</p>
2.63 Out of the money (hors de la monnaie)		<p>Configuration du marché peu propice à l'exercice d'une option. Une option d'achat (call) est « out of the money » quand le cours actuel du sous-jacent est inférieur au prix d'exercice. Inversement, une option de vente (put) est « out of the money » quand le cours du sous-jacent est supérieur au prix d'exercice. Antonyme : in the money.</p>

Désignation	Symb.	Définition
2.64 Pointe (peak, peak load)		Heures de la journée où la demande d'électricité est élevée (charge de pointe). En Allemagne, il s'agit des 12 heures comprises entre 8 h et 20 heures du lundi au vendredi (cf. 4.4.15).
2.65 Négoce physique d'électricité		Échange de puissance effectif. Une quantité donnée d'énergie est négociée et fournie à un prix donné pendant une période fixe.
2.66 Portefeuille (gestion de portefeuille)		Désigne le stock total de marchandises ou de titres détenu par un client ou par un négociant (y compris un fonds d'investissement). Dans le secteur de l'énergie, la gestion de portefeuille permet de couvrir les besoins des EAE ou des grands exploitants industriels tout en diversifiant les risques. Il s'agit d'optimiser le soutirage en diversifiant les quantités et les sources de soutirage (conditions, prix et délais variables). Un portefeuille comprend généralement les différents produits proposés sur le marché de gros (wholesale market), les installations de production éventuellement exploitables ainsi que des instruments de garantie du prix tels que les options.
2.67 Position		On entend par position un engagement pris sur le marché commercial par le biais d'une transaction. Une position est ouverte par une opération d'achat ou de vente et clôturée via une opération de clôture (ou liquidative). Voir également Position longue et Position courte.

Désignation	Symb.	Définition
2.68 Règlement (settlement)		Comprend la conclusion, le traitement et l'exécution d'une opération boursière prévoyant le transfert d'un bien en échange d'une contrepartie en argent.
2.69 Position courte (short)		De façon générale, qualifie la position du vendeur. La position de l'acheteur est donc logiquement longue. Sur les marchés d'actions, la position ouverte résulte des ventes à découvert de contrats qui ne sont pas couvertes par l'achat de contrats correspondants. Antonyme : long / position longue.
2.70 Marché au comptant (spot market)		Segment du marché des ventes en gros sur lequel s'opèrent des transactions à court terme (en Bourse ou de gré à gré). Les opérations au comptant portent sur des échéances (livraison, réception et paiement) très rapprochées (2 jours boursiers en Allemagne). Le marché au comptant ferme généralement 12 heures avant la date d'exercice du contrat (comme sur l'EEX). Dans ce cas il s'agit d'un marché de type day ahead.

Désignation	Symb.	Définition
2.71 Spread		<p>De façon générale, désigne la différence entre deux cours.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Le bid-ask spread désigne la fourchette entre les meilleurs cours acheteur et vendeur d'une marchandise ou d'un titre à un moment précis. 2) Le spread entre les différentes places boursières permet à l'opérateur de procéder simultanément à l'achat et à la vente de contrats basés sur un sous-jacent de valeur équivalente et ainsi de réaliser des gains d'arbitrage. 3) En termes de production d'électricité, cette marge résulte de la différence entre le prix de l'électricité et le coût du combustible utilisé pour produire l'électricité. On fait ainsi la distinction suivante : <ul style="list-style-type: none"> – Spark spread : marge des centrales à gaz ; – Dark spread : marge des centrales à charbon ; – Clean spread : marge tenant compte du coût des certificats d'émission.
2.72 Contrat assorti d'une clause de « take or pay »		<p>Clauses par lesquelles l'acheteur garantit qu'il prendra livraison d'un produit négocié au préalable et paiera le prix d'achat convenu au comptant ou une quantité spécifiée de produit. Sur le marché de l'énergie, cela implique l'obligation de payer une quantité donnée de gaz ou d'électricité, indépendamment du fait qu'elle soit ou non prise en livraison.</p>

Désignation	Symb.	Définition
2.73 Marché à terme		Le marché à terme boursier et hors Bourse est un segment du marché de gros sur lequel des dérivés et des contrats à terme sont souscrits et négociés. Habituellement, sur le marché à terme, l'acte d'engagement et l'acte d'exécution sont décalés dans le temps. Au moment de la conclusion du contrat, le vendeur ne détient pas nécessairement les biens négociés. De même, l'acheteur ne dispose pas forcément des liquidités nécessaires. Sur le marché de l'énergie, les produits à terme sont généralement négociés sur des Bourses énergétiques.
2.74 Parquet (trading floor)		Lieu où une entreprise réalise ses opérations. Le parquet se compose généralement de trois unités organisationnelles : le front office, le middle office et le back office.
2.75 Volatilité		<p>Mesure l'intensité des fluctuations du cours d'un titre ou d'un indice autour de sa valeur moyenne pendant une période donnée. La volatilité n'indique pas le sens des fluctuations de prix, mais leur amplitude. Plus la volatilité est élevée, plus la baisse ou la hausse du cours est forte. On distingue plus particulièrement la volatilité historique et la volatilité implicite. La volatilité historique est calculée à l'aide des prix antérieurs du sous-jacent sur une période donnée. Elle est exprimée en pourcentage du prix moyen du sous-jacent. La volatilité implicite indique quant à elle les futures fluctuations des cours prévues par les acteurs du marché.</p> <p>La volatilité implicite découle du prix des options observé et constitue la future volatilité attendue par les acteurs du marché.</p>

Désignation	Symb.	Définition
2.76 Marché de gros (wholesale market)		De façon générale, on distingue les marchés de gros et de détail (wholesale and retail markets). En principe, les producteurs ne livrent pas directement à leurs clients finaux, mais à des négociants en gros et à des Bourses ainsi qu'à des détaillants et à des grossistes. Sur les marchés de gros, les biens changent de mains, mais restent généralement sur des marchés dits aval. Les détaillants et les consommateurs finaux sont les acteurs du marché de détail. Sur ce dernier, les biens sont durablement retirés du marché.
2.77 Dérivé climatique		Contrat à terme standard portant sur des options ou des contrats à terme fixe dont le sous-jacent est une condition climatique (température ou précipitations, p. ex.). Ce type d'instrument permet aux entreprises de se prémunir contre des risques liés aux intempéries. Les fournisseurs d'électricité ou de gaz ont notamment recours aux dérivés climatiques pour couvrir le risque de pertes de recettes lié aux incertitudes relatives au volume d'électricité fourni (p. ex. en raison de températures imprévues). Les centrales hydrauliques et éoliennes se protègent ainsi de conditions de précipitations ou de vent défavorables. Pour les EAE, les paramètres déterminants sont surtout les degrés-jours de chauffage et de refroidissement (HDD et CDD) ainsi que la température moyenne cumulée (CAT).
2.78 Acteur du marché		<p>Personne morale ou physique intervenant sur le marché de l'énergie électrique en qualité de producteur, de gestionnaire de réseau, de consommateur final ou d'intermédiaire entre ces derniers.</p> <p>Le marché de l'électricité compte divers acteurs, parmi lesquels les EAE, qui disposent de centrales ou gèrent des réseaux, leurs clients, mais aussi les fournisseurs d'électricité. Ces derniers participent en effet à la vie du marché en achetant et en revendant de l'énergie électrique, de même que les courtiers qui les mettent en relation avec les demandeurs.</p>

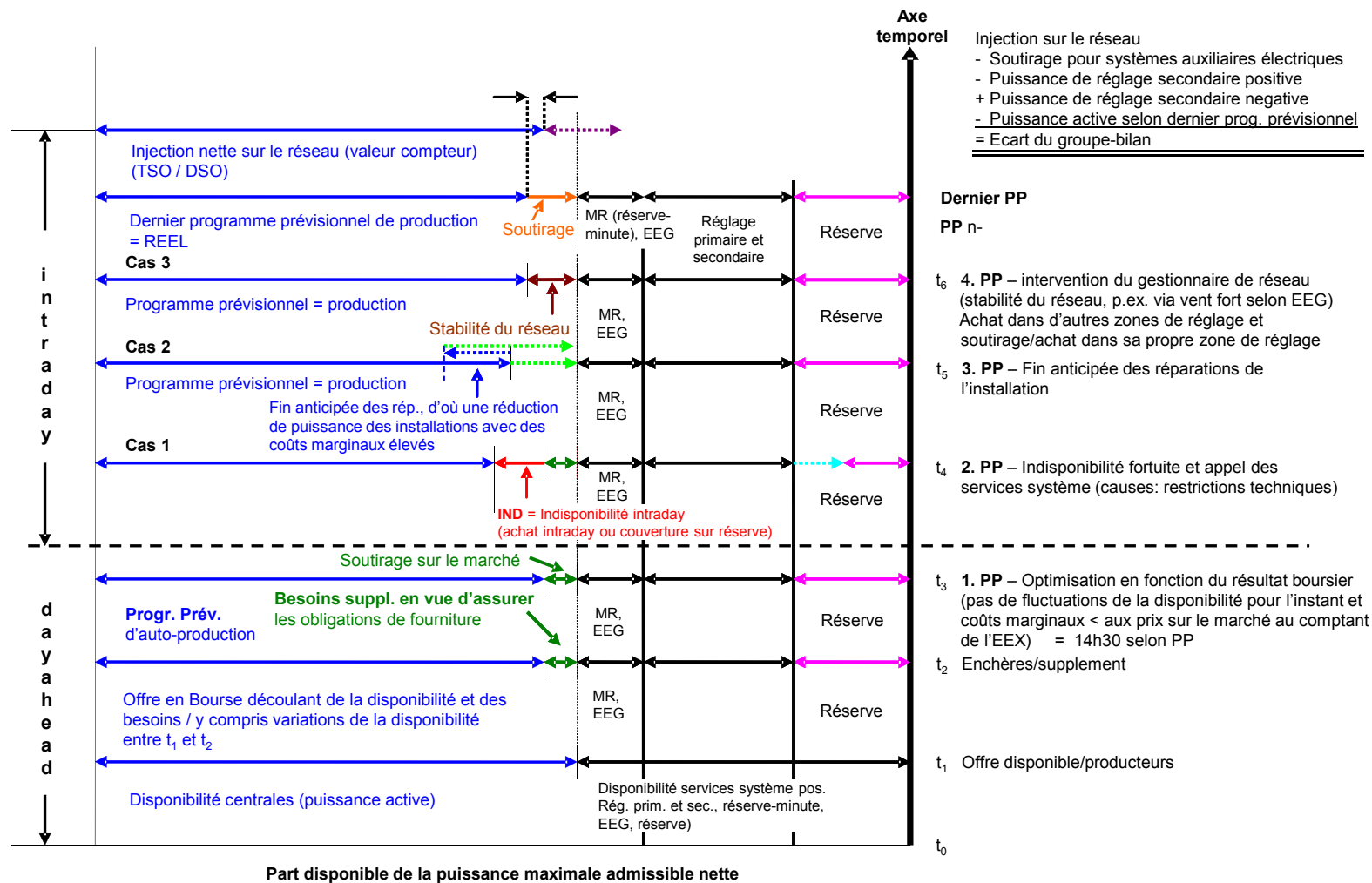


Figure 1 : Conversion d'énergie (électricité), point de vue du marché (centrales gérées sur la base du programme prévisionnel)

3 Centrales, réseau, transport et interconnexion

Désignation	Symb.	Définition
3.1 Centrale		<p>On entend par centrale une installation conçue pour produire de l'électricité et/ou de la chaleur par conversion d'énergie.</p> <p>Note :</p> <p>Selon le procédé de conversion d'énergie utilisé, on distingue les centrales hydrauliques, éoliennes, solaires, à piles à combustible et thermiques (géothermie incluse). Parmi les centrales hydrauliques, on compte des centrales au fil de l'eau, à réservoir et des stations de Transfert d'Énergie par pompage (STEP). Parmi les centrales thermiques, la distinction porte sur le type de combustible (fossile ou nucléaire) et sur les combustibles eux-mêmes (charbon, lignite, fuel, gaz, uranium-thorium, ordures ménagères).</p> <p>Sur la base du système d'entraînement, on distingue les centrales à turbine à vapeur, les centrales à turbine à gaz et les centrales à moteurs à combustion. La turbine à gaz est souvent combinée avec une turbine à vapeur connectée en aval (centrale à cycle combiné). Une centrale peut être constituée de plusieurs unités de production. Les unités de production d'un même site peuvent être rattachées à plusieurs centrales en fonction de l'évolution historique du site et de la diversité des régimes de propriété ou des processus de conversion d'énergie.</p>
3.1.1 Unité de production		<p>Une unité de production d'énergie électrique est une installation de la centrale délimitée par des critères précis. Il peut s'agir d'une tranche, d'une installation à cycle combiné, d'un système CEP, d'un segment de machine d'une centrale hydraulique, d'un bloc de piles à combustible ou encore d'un module solaire.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.1.2 Tranche		Unité de production qui dispose d'un raccordement direct aux principaux composants de l'installation (générateur de vapeur, turbine et alternateur dans les centrales thermiques).
3.1.2.1 Centrale sur collecteur commun		<p>Une centrale sur collecteur commun comprend plusieurs unités de production (turbine, générateur) alimentées par plusieurs générateurs de vapeur via un collecteur commun omnibus (canalisation de vapeur).</p> <p>Remarque :</p> <p>Pour plus d'informations sur les centrales thermiques et la cogénération, se reporter à la partie B, cahier 2 (chaleur à distance).</p>
3.1.2.2 Exploitant de centrale		Personne physique ou morale ou association de personnes qui exerce une certaine influence sur la structure et le fonctionnement de la centrale. Si l'installation est partie prenante d'une usine ou une entreprise, le propriétaire est également l'exploitant. Les exploitants de centrale peuvent être à la fois les propriétaires de l'installation et les personnes habilitées à la faire fonctionner (personnes physiques ou morales ou associations de personnes) sur la base d'un engagement relevant du droit des contrats et des obligations (p. ex. bail).
3.2 Centrale de réglage		Centrale dont certaines ou toutes les unités de production remplissent les conditions requises pour assurer (ponctuellement ou en continu) le réglage de fréquence ou de la puissance délivrée dans le cadre de services système (p. ex. réglage primaire et secondaire, réserve-minute..., cf. 3.16 et 3.17).

Désignation	Symb.	Définition
3.3 Mise en service industrielle (MSI)		La mise en service industriel (start of operation, putting into service) d'une centrale coïncide avec la fin de la phase de commissionnement. Il s'agit du premier démarrage en mode réglage (fonctionnement commercial). Les risques sont transférés du constructeur à l'exploitant lors de la mise en service industrielle, également appelée mise en circulation en droit européen.
3.3.1 Essais de mise en service		Les essais de mise en service désignent le fonctionnement temporaire de l'ensemble de l'installation destiné à s'assurer qu'elle sera apte à assurer sa fonction une fois montée et après la phase de commissionnement d'un composant, d'un équipement et de systèmes. Ils s'achèvent par la réception. La réception confirme l'aptitude technique au service de l'installation pour un fonctionnement commercial.
3.3.2 Phase de commissionnement		<p>La phase de commissionnement (commissioning) se déroule entre le montage et la mise en service industrielle (fonctionnement commercial) d'une installation. Elle englobe le commissionnement d'un composant, d'un équipement, des systèmes et de l'ensemble de l'installation (essais de mise en service). Elle comprend le commissionnement, divers essais fonctionnels, des essais à froid et à chaud, des tests d'exploitation et la réception (qui atteste des caractéristiques garanties par contrat). Les installations de production en cours de commissionnement ne sont pas disponibles pour un fonctionnement commercial. Avant de pouvoir passer au fonctionnement de réglage, l'aptitude de l'installation à assurer un fonctionnement continu doit être attestée. Les essais de validation réalisés à cet effet sont des tests techniques et officiels. La puissance générée lors de la phase de commissionnement est injectée sur le réseau public sans garantie.</p> <p>En cas de modification ultérieure majeure de l'installation, une nouvelle phase de commissionnement peut se révéler nécessaire.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.3.3 Tests d'exploitation		Les tests d'exploitation (trial runs) d'une installation sont destinés à vérifier son aptitude à assurer sa fonction après la première synchronisation. Des tests fonctionnels approfondis, avec production d'électricité, sont réalisés dans ce cadre jusqu'au début de la réception de l'installation.

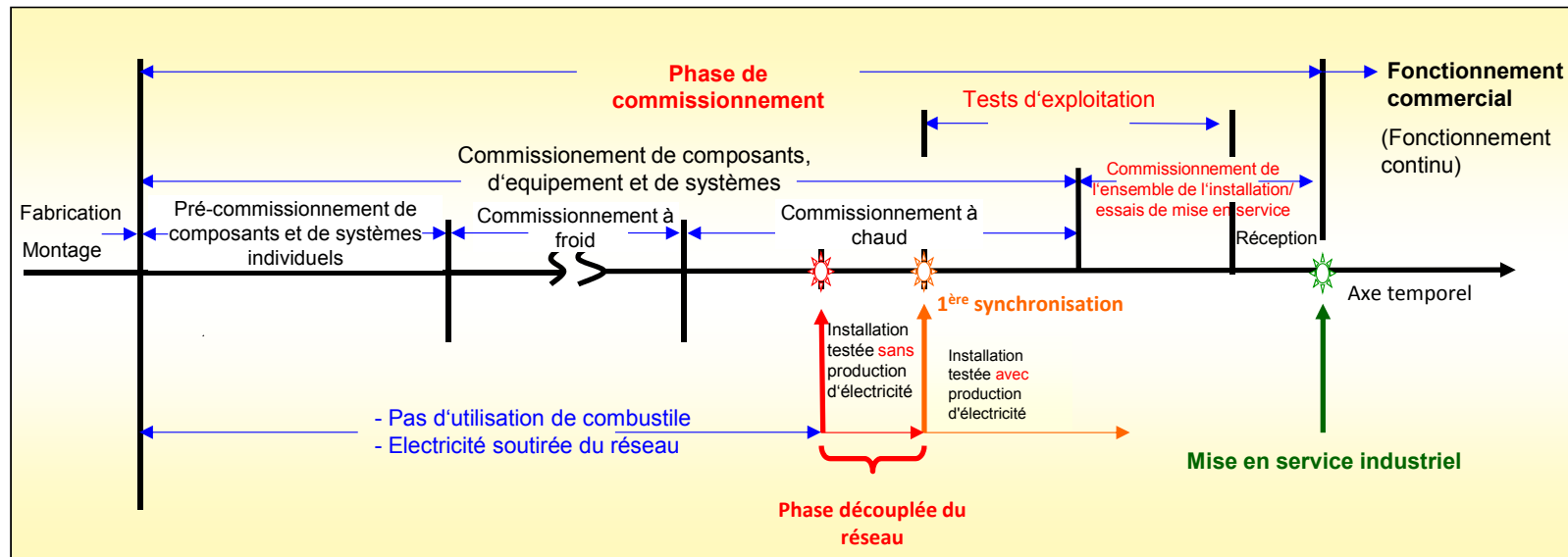


Figure 2 : Vue d'ensemble de la phase de mise en service industriel

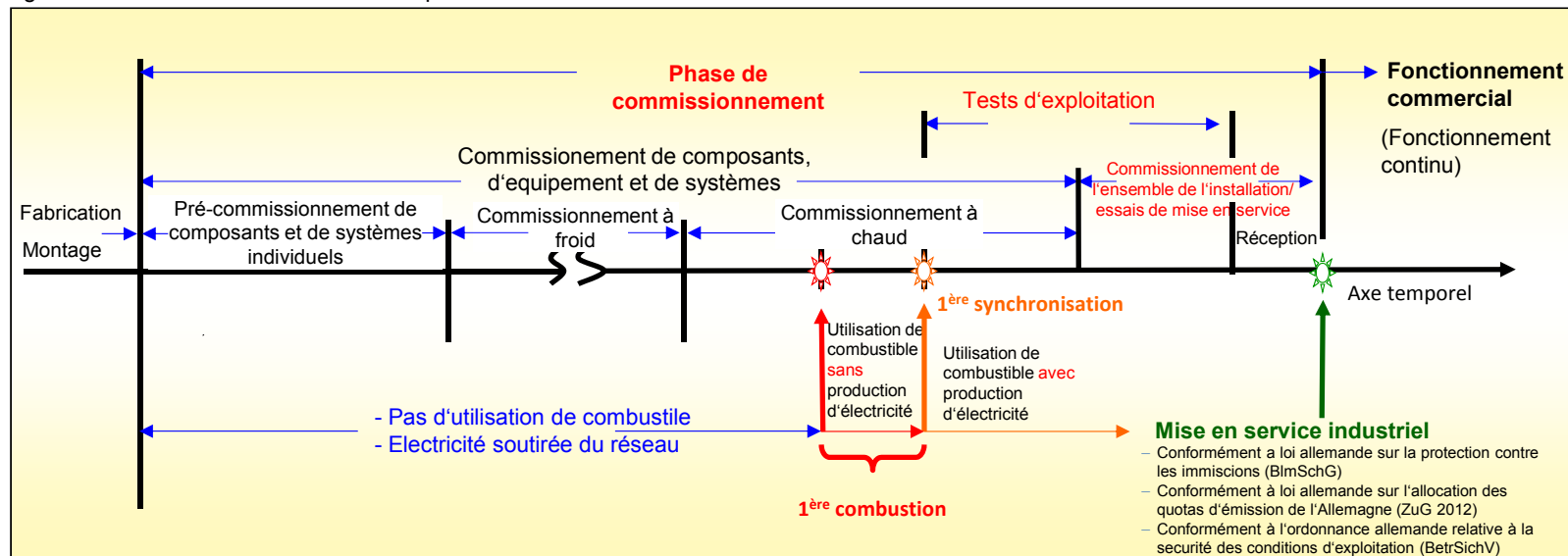


Figure 2a : Phase de mise en service d'une centrale à combustible fossile

Désignation	Symb.	Définition
3.3.4 Mise en retrait d'exploitation prolongée		Mise en retrait d'exploitation prolongée d'une installation liée à l'expiration, à la fin de validité ou au retrait de l'autorisation de fonctionnement.
3.3.5 Fonctionnement commercial / fonctionnement de réglage		Le mode de fonctionnement commercial / de réglage le plus courant d'une installation est le fonctionnement continu (avec charge intermittente). Ce dernier est régi par l'autorisation de fonctionnement et les prescriptions du gestionnaire de réseau relatives à la sécurité du réseau. Le fonctionnement commercial / de réglage relève de la responsabilité de l'exploitant ou du propriétaire de l'installation.
3.3.6 Arrêt / interruption du fonctionnement		Shut down en anglais, définition selon la norme DIN 31 051 4.5.2.2 (empruntée à la norme DIN EN 13 306, 6.17) : « Interruption du fonctionnement programmée pour exécuter des opérations de maintenance ou à d'autres fins. » (Note dans la norme DIN 31 051 : le terme interruption du fonctionnement est synonyme d'arrêt.)
3.3.7 Réserve		État de fonctionnement des installations de conversion d'énergie disponibles. On distingue la réserve froide et la réserve chaude (cf. IEV 602-03-17).
3.3.7.1 Réserve chaude		Il s'agit de la réserve de puissance activable à court terme (cf. 4.3.24.2), mise à disposition notamment par des machines tournantes.

Désignation	Symb.	Définition
3.3.7.2 Réserve froide		<p>État à partir duquel l'installation (tranche, composant de l'installation) peut être remise en service. L'installation doit être placée dans cet état pour pouvoir maintenir son aptitude au service et ses caractéristiques de fonctionnement via les mesures de sécurité adaptées (conservation, vidange, p. ex.). Elle ne peut donc être immédiatement opérationnelle.</p> <p>Pour retrouver l'état opérationnel, il faut annuler les mesures de sécurité / conservation prises et lancer une phase de commissionnement. Quand les mesures de sécurité peuvent être annulées à court terme, on parle de réserve froide.</p> <p>Quand la durée d'annulation des mesures de sécurité (conservation, p. ex.) est > 4 semaines, on parle de réserve froide en conservation.</p> <p>Note :</p> <p>L'installation dispose d'une autorisation de fonctionnement en cours de validité et de tous les agréments officiels.</p>
3.3.8 Mise en retrait d'exploitation (MRE)		<p>Mise en retrait d'exploitation (decommissioning) ; définition selon la norme DIN 31 051, 4.5.3.3 : « Interruption du fonctionnement d'une unité pendant une durée indéterminée, programmée pour exécuter des opérations de maintenance ».</p> <p>Retrait du réseau provisoire d'une installation de production pour des raisons techniques, économiques ou liées à l'exploitation.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.3.9 Retrait définitif d'exploitation (RDE)		Retrait définitif d'exploitation (abandonment) ; définition selon la norme DIN 31 051 : « Interruption du fonctionnement d'une unité en cours de fonctionnement pendant une durée déterminée, programmée pour exécuter des opérations de maintenance ».
3.4 Réseau		Le réseau d'approvisionnement en électricité désigne l'ensemble des segments d'installation reliés entre eux aux fins du transport ou de la distribution d'énergie électrique. Il peut servir de critère de délimitation pour des tâches, un mode de fonctionnement, des tensions, des régimes de propriété, etc. Généralement, une tension nominale et un type de courant (courant continu, alternatif ou triphasé) homogènes sont retenus.
3.4.1 Réseau d'approvisionnement général en électricité		On distingue les réseaux suivants selon leur fonction : réseau interconnecté, réseau de transport et réseau de distribution (cf. partie 4). On distingue par ailleurs le réseau triphasé d'approvisionnement (général) en électricité, qui inclut l'approvisionnement à usage industriel, et le réseau monophasé des chemins de fer, ainsi que des réseaux en îlotage.
3.4.2 Gestionnaire de réseau		<p>Le gestionnaire d'un réseau (de transport ou de distribution) est responsable de la sécurité et de la fiabilité du fonctionnement du réseau dans une zone définie ainsi que des liaisons avec les autres réseaux.</p> <p>Le gestionnaire d'un réseau de transport assure par ailleurs le transport via le réseau en tenant compte des interactions avec d'autres réseaux de transport. Il veille à la mise à disposition des services système nécessaires et garantit ainsi la fiabilité de l'approvisionnement.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.4.3 Réseau interconnecté		Le réseau interconnecté est une partie du réseau de transport. Il englobe l'ensemble des lignes et des installations qui assurent le transport de l'énergie électrique dans le cadre de l'interconnexion (cf. 1.3.2). Il comprend notamment les installations haute tension.
3.4.4 Réseau de transport		Réseau destiné au transport de l'énergie électrique vers des réseaux de distributions en aval. Un réseau de transport est essentiellement destiné à acheminer la puissance des centrales jusqu'aux consommateurs sur de longues distances (env. 100 km en moyenne). De façon générale, les réseaux de transport allemands se caractérisent par des niveaux de tension élevés (220 kV et plus). Les réseaux électriques basse tension correspondent généralement à des réseaux de distribution.
3.4.5 ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)		<p>L'ENTSO-E est l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport. Elle est née de l'intégration de l'ATSOI, de BALTSO, de l'ETSO, de NORDEL, de l'ENTSO-E et d'UKTSOA.</p> <p>L'ENTSO-E coordonne le fonctionnement, le négoce et la fourniture en dehors des frontières de la communauté. Elle est également en charge des réglementations et des améliorations visant à assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux et des centrales, de la coordination de l'extension des réseaux ainsi que de la documentation et de la planification des procédures d'échange.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.4.6 GRT (gestionnaire de réseau de transport)		Désigne le gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité, responsable de la sécurité et de la fiabilité de fonctionnement du réseau. Il met par ailleurs à disposition les services système permettant de garantir la fiabilité de l'approvisionnement.
3.4.7 Réseau de distribution		Ce type de réseau assure la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux. La tension est plus basse que dans les réseaux de transport (entre 230 V et 11 kV) de même que les puissances transmises.
3.4.8 Courbe caractéristique du réseau		La courbe caractéristique d'un réseau est la représentation de la fonction (mathématique) de la fréquence réseau sur la base de la charge à l'état d'équilibre et lorsque le réglage secondaire est désactivé. Cette fonction est déterminée par les unités de production qui injectent du courant sur le réseau comme par les équipements récepteurs.
3.5 Accès au réseau		L'accès au réseau est fondamental pour que les producteurs, les clients, les EAE et les autres usagers puissent conclure des contrats entre eux : il donne le droit d'utiliser les réseaux de tous les exploitants concernés via un raccordement physique en vue de fournir ou d'acquérir de l'énergie.
3.5.1 Accès négocié au réseau		Système dans le cadre duquel sont réalisés des contrats d'acheminement commerciaux librement souscrits (cf. 3.8). Sur la base de ces contrats, des livraisons peuvent s'effectuer entre producteurs, clients, EAE ou autres via les réseaux de tous les gestionnaires de réseau concernés.

Désignation	Symb.	Définition
3.5.2 Contrat d'utilisation du réseau		Ce contrat fixe toutes les modalités d'utilisation du réseau qui ne concernent pas le raccordement au réseau, y compris la tarification.
3.6 Formule de l'acheteur unique		Cette formule constitue une alternative au système d'acheminement (cf. 3.8) de l'accès négocié au réseau. Elle consiste à désigner une seule EAE – communément appelée « acheteur unique » au sein de l'Union Européenne – dans une zone donnée pour assurer l'approvisionnement des clients finaux. L'agrément est accordé par l'autorité compétente. Cette EAE est tenue d'acheter l'électricité qui a fait l'objet d'un contrat entre un client éligible de ladite zone et une autre EAE contre versement à cette dernière d'un prix équivalent au minimum au prix dû par ce type de client à l'acheteur unique, minoré du tarif public d'utilisation du réseau.
3.7 Transport		Dans le secteur de l'électricité, le transport désigne un procédé technique et physique qui consiste à injecter et à soutirer simultanément une quantité équivalente d'énergie électrique à un ou plusieurs points de livraison du réseau. Pour plus d'informations sur le transport en tant que poste du bilan énergétique (voir 4.1.30).

Désignation	Symb.	Définition
3.7.1 Point d'injection et de soutirage		Les points d'injection et de soutirage sont les points de livraison contractuels de l'énergie. Le point d'injection peut être le point de livraison d'une installation de production sur le réseau ou un point du réseau d'alimentation techniquement adapté au transport (à définir).
3.8 Acheminement		Cas particulier du transport désignant l'injection et le soutirage connexes d'énergie électrique en un ou plusieurs points de livraison différents du réseau. Le gestionnaire du réseau n'est ici ni fournisseur ni destinataire.
3.9 Transit		Le transit est une variante spécifique du transport, qui correspond au cas où le fournisseur et le destinataire sont des entreprises interconnectées – mais dont les zones de réglage ne sont pas connexes. Le transit est assuré par des entreprises interconnectées intermédiaires.

Désignation	Symb.	Définition
3.10 Fourniture et soutirage		<p>Désignent l'injection et le prélèvement d'énergie électrique en un ou plusieurs points de livraison. La fourniture et le soutirage sont régis par des contrats et s'effectuent contre rémunération ou sous forme d'échange.</p> <p>Note :</p> <p>Si le récepteur n'est pas directement raccordé au réseau du fournisseur ou en l'absence de contiguïté des réseaux dans le cas de l'interconnexion (cf. 3.11), des contrats d'acheminement ou de transit doivent être passés pour que la fourniture et le soutirage puissent être assurés.</p>
3.11 Voisinage de réseaux électriques		<p>Le voisinage de réseaux électriques concerne la puissance électrique échangeable entre deux entreprises interconnectées. Pour qu'il y ait voisinage, il faut une section de couplage disponible entre les deux entreprises pour échanger la puissance. Par ailleurs, le critère de la défaillance unique (cf. 3.13) doit être rempli sur l'ensemble du réseau concerné.</p>
3.11.1 Section de couplage		<p>La section de couplage correspond à la capacité de transport technique et contractuelle d'énergie électrique entre deux gestionnaires de réseau voisins au niveau d'un point de couplage. Une liaison directe entre les partenaires peut être établie à l'aide d'une ou de plusieurs lignes (lignes de couplage ou transformateurs) reliant les nœuds finaux des réseaux. Parfois, un seul nœud est le point de raccordement des lignes de plusieurs partenaires.</p>
3.11.1.1 Nœud final		
3.11.1.2 Nœud de réseau		<p>Les nœuds de réseau et finaux sont également appelés nœuds de couplage ou nœuds d'interconnexion s'ils appartiennent aux réseaux de deux entreprises interconnectées.</p>
3.11.1.3 Nœud de couplage		

Désignation	Symb.	Définition
3.12 Fiabilité de l'approvisionnement		<p>Indicateur quantitatif (souvent exprimé sous forme de pourcentage) de la capacité d'un système d'approvisionnement en électricité délimité selon des critères définis (cf. 1.9) à remplir sa mission via les réseaux de transport et de distribution, les centrales et les soutirages d'électricité, c'est-à-dire à couvrir la charge, dans l'espace et dans la durée, même dans des conditions de fonctionnement défavorables.</p> <p>Note :</p> <p>Exemples d'indicateurs courants de la fiabilité de l'approvisionnement au niveau international :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Probabilité de déficit : probabilité que la puissance requise ne puisse être fournie à un moment donné (charge maximale, p. ex.) suite à une défaillance des moyens de production – Fréquence de déficit : nombre de déficits de puissance à prévoir par jour et par an, p. ex. – Période de déficit : période estimée, p. ex. en heures par an, pendant laquelle un déficit de puissance peut être établi – Énergie prévisionnelle non délivrable, p. ex. un besoin qui ne pourra être satisfait en temps voulu. <p>Ces indicateurs peuvent être établis pour l'ensemble du système ou pour un point de livraison donné, compte tenu de la topologie du réseau.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.13 Critère de défaillance unique		Ce terme est synonyme des termes « critère (n-1) » et « sécurité simple », fréquemment rencontrés dans la littérature spécialisée. Un réseau remplit ce critère lorsqu'il parvient à assurer sa fonction de transport ou de distribution dans des conditions d'exploitation et techniques acceptables sans la restreindre de manière non admissible en cas de panne d'un élément individuel du système. Le cas échéant, les moyens de production qui restent en service ne doivent pas être sollicités au-delà de limites définies, de façon à éviter la propagation de la défaillance.
3.13.1 Capacité de marche en réseau séparé (ou îlotage)		En cas de formation de sous-réseaux asynchrones, la charge résiduelle est généralement différente de la puissance préalablement délivrée par les unités de production. Il faut donc que le réglage de l'unité de production soit dimensionné de façon à pouvoir maîtriser un déclenchement à une charge partielle dépassant le seuil de tenue des auxiliaires (à définir) comme un déclenchement sur auxiliaires. Une limitation dans le temps n'est pas souhaitable. Une telle marche en réseau séparé doit pouvoir être maintenue pendant plusieurs heures.
3.14 Services système		Dans le secteur de l'électricité, ce terme désigne les prestations nécessaires au bon fonctionnement du système, fournies par les gestionnaires de réseau à leurs clients en plus des services de transport et de distribution d'énergie électrique et qui déterminent ainsi la qualité de l'approvisionnement.

Désignation	Symb.	Définition
3.14.1 Services système impératifs		<p>Les services système impératifs sont indispensables au bon fonctionnement d'un système d'approvisionnement, mais ne sont pas définissables individuellement par chaque client. Ces prestations doivent donc impérativement être coordonnées et assurées par les gestionnaires de réseau.</p> <p>Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Maintien de la fréquence – Maintien de la tension – Exploitation – Reprise de l'approvisionnement
3.15 Zone de réglage		<p>Secteur délimité dans lequel des valeurs définies par contrat doivent être respectées par rapport à des partenaires extérieurs (cf.3.17). La grandeur de réglage correspond généralement à la puissance électrique active qui est maintenue à un niveau constant, au sein de plages précises ou de valeurs définies et à des horaires donnés (puissance soutirée ou fournie), ou modifiée via une composante liée à la fréquence.</p>
3.15.1 Bloc de réglage		<p>Unité constituée d'une ou de plusieurs zones de réglage. Cette unité assure le réglage de fréquence-puissance conjointement avec les autres blocs de réglage du système interconnecté. Elle doit assurer la mise en œuvre du programme prévisionnel total avec tous les autres blocs de réglage et être en mesure de rétablir la consigne de fréquence en cas d'écarts. Le bloc de réglage n'est pas responsable du réglage primaire. Cette tâche est dévolue aux zones de réglage qui constituent le bloc.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.16 Réglage primaire		<p>Procédure de réglage (réglage seconde) automatique de la puissance active sur l'ensemble d'un réseau triphasé synchrone en interconnexion destiné à assurer la stabilité de ce dernier. Il y a, d'une part, une compensation active qui s'opère par modification de la fréquence réseau et, d'autre part, une compensation passive des charges liées à la fréquence réseau (effet autorégulant).</p> <p>Il existe un lien étroit entre le réglage primaire et la réserve en secondes. Le réglage primaire fait partie du service système « maintien de la fréquence » (cf.3.17.5).</p>
3.16.1 Régulateur primaire (régulateur de vitesse, régulateur de la turbine)		<p>Le régulateur primaire (régulateur de vitesse, régulateur de la turbine) est le dispositif de réglage autonome d'une unité de production destiné à influencer sur la puissance de sortie via la fréquence (vitesse de rotation). La courbe caractéristique du régulateur permet de faire en sorte qu'à la fréquence (vitesse) de consigne, la puissance de consigne soit injectée sur le réseau. Néanmoins, en cas de surfréquence ou de sous-fréquence (survitesse ou sous-vitesse), suivant la courbe caractéristique du régulateur de la turbine (statique), la puissance injectée sur le réseau par l'unité de production est automatiquement revue à la hausse ou à la baisse.</p>
3.16.2 Plage de réglage primaire		<p>Plage de réglage de puissance au sein de laquelle le régulateur primaire peut fonctionner automatiquement dans les deux directions en cas d'écart de fréquence. Ce terme est applicable à toute machine, à toute zone de réglage et à l'ensemble du réseau interconnecté.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.16.3 Réserve de réglage primaire		Partie positive de la plage de réglage primaire déterminée par le point de travail avant l'apparition d'une perturbation jusqu'à la puissance de réglage primaire maximale (compte tenu de la limitation de puissance). Le terme de réserve de réglage primaire est applicable aux machines comme aux zones de réglage et au réseau interconnecté.
3.17 Réglage secondaire		<p>Réglage mis en œuvre dans une zone au niveau d'une unité de production appartenant à un système d'approvisionnement. Ce réglage est destiné à maintenir l'échange d'énergie dans la zone (zone de réglage) avec le reste du réseau interconnecté (autres zones de réglage) tout en maintenant la fréquence à sa valeur de consigne.</p> <p>Le réglage secondaire fait partie du service système « maintien de la fréquence » (cf. 3.17.5).</p>
3.17.1 Régulateur secondaire (réglage de fréquence-puissance)		Installation automatique centralisée d'une zone de réglage du gestionnaire de réseau de transport. Il donne en continu des ordres de réglage aux centrales de réglage du système, de façon à ce que l'échange d'énergie (solde des puissances réellement fournies et soutirées) et la fréquence réelle puissent être ramenés à leurs valeurs de consigne (échange de puissance et consigne de fréquence selon programme prévisionnel).
3.17.2 Réserve-minute/ réserve de réglage tertiaire		La réserve-minute est destinée à compenser les écarts de puissance prolongés et peut être mobilisée à court terme par le gestionnaire du réseau (5 à 15 minutes généralement). Les installations prévues à cet effet doivent être qualifiées au préalable conformément au code du réseau de transport en vigueur.

Désignation	Symb.	Définition
3.17.3 Plage de réglage secondaire		Plage de réglage de puissance au sein de laquelle le régulateur secondaire peut fonctionner automatiquement dans les deux directions, à partir du point de travail de la puissance de réglage secondaire (valeur instantanée).
3.17.4 Réserve de réglage secondaire		Partie positive de la plage de réglage secondaire allant du point de travail à la valeur maximale de cette plage. La partie de la plage de réglage secondaire qui est activée au point de travail correspond à la puissance de réglage secondaire.
3.17.5 Maintien de la fréquence		Désigne le réglage des écarts de puissance consécutifs aux déséquilibres entre l'injection et le soutirage (réglage de puissance active) et s'effectue via les réglages primaire et secondaire ainsi que via l'utilisation de la réserve-minute.

Désignation	Symb.	Définition
3.18 Réglage de fréquence- puissance		<p>Désigne un procédé de réglage via lequel les gestionnaires de réseaux de transport interconnectés et de l'ensemble du réseau triphasé synchrone maintiennent les valeurs électriques à appliquer aux points de couplage conformément à ce qui a été convenu (cf. 3.12), dans les conditions normales de fonctionnement, mais aussi et surtout en cas de perturbation.</p> <p>L'objectif de chaque gestionnaire de réseau de transport (entreprise interconnectée, p. ex.) est de maintenir la puissance échangée ainsi que la fréquence réseau respectivement dans le cadre convenu et autour de la valeur de consigne (50 Hz dans le système d'interconnexion européen).</p> <p>Note :</p> <p>Tout GRT responsable d'un écart entre les grandeurs de réglage et les valeurs théoriques convenues (consignes) a l'obligation de compenser celui-ci en interne ou depuis un point extérieur à son réseau de transport (p. ex. en soutirant plus de puissance que prévu sur d'autres réseaux).</p> <p>La consolidation de la fréquence réseau et le maintien des puissances d'échange convenues aux points de couplage du réseau peuvent s'exclure mutuellement de façon provisoire. Les mesures techniques préventives garantissent le respect des priorités requises pendant les phases transitoires.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.19 Réserve en heures / en jours		<p>En Allemagne, la réserve en heures ou en jours (également appelée réserve froide ou réserve dormante) est généralement mise à disposition par des centrales thermiques. Elles doivent être démarrées à cet effet.</p> <p>Note :</p> <p>Dans le cas des centrales à réservoir, des stations de Transfert d'Énergie par pompage (STEP) et à accumulation par pompage, la durée d'utilisation possible de la réserve doit être indiquée.</p>
3.20 Réglage tertiaire		<p>Il s'agit de modifier les points de travail des unités de production ou de les activer/désactiver avec pour objectifs</p> <ul style="list-style-type: none"> – de mettre à disposition en temps voulu une réserve de réglage secondaire appropriée et – de répartir de façon optimale la production sur les différentes unités. <p>Le réglage secondaire est prioritaire sur ces opérations, qui s'effectuent suivant des libertés définies et des gradients de réglage en agissant sur certaines centrales du système d'approvisionnement.</p> <p>Le réglage tertiaire est aussi lié à la réserve en heures ou en jours (cf. 4.3.26).</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.20.1 Réserve d'urgence		<p>La réserve d'urgence correspond à l'énergie de substitution fournie par le GRT à un utilisateur du réseau suite à un soutirage de puissance non autorisé.</p> <p>Cette énergie de substitution peut être</p> <ul style="list-style-type: none"> – rapidement achetée sur le marché – soutirée sous forme de puissance non garantie via le service système réserve-minute – maintenue dans un pool de réserve d'urgence par le GRT.
3.20.2 Maintien de la tension		<p>Vise le maintien d'un profil de tension situé dans les limites de tolérance sur l'ensemble du réseau. Ceci est réalisé via un bilan de puissance réactive équilibré en fonction des besoins en puissance réactive du réseau et des clients.</p>
3.20.3 Aptitude au démarrage autonome « Black start »		<p>Aptitude d'une unité de production à démarrer sans tension extérieure en cas de coupure du réseau et ensuite à fonctionner de manière stable à un point de travail bas (marche à vide, p. ex.). La procédure de démarrage, la connexion au réseau et la charge peuvent être commandées à distance ou sur place.</p> <p>Le réseau ou sous-réseau est hors ou sous tension avant la procédure de connexion. Le GRT doit veiller à ce qu'un nombre suffisant d'unités de production aptes à un démarrage autonome soit disponible dans sa zone de réglage.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.20.4 Congestion du réseau		Affecte le réseau de distribution quand ce dernier ne peut fonctionner de façon acceptable malgré la mise en œuvre de toutes les mesures adaptées et raisonnables. Il s'agit de l'ensemble des mesures à la disposition du gestionnaire de réseau de distribution (p. ex. coupure de la charge, affectation des centrales).
3.20.5 Gestion des congestions		Désigne la somme des mesures prises par le gestionnaire du réseau pour éviter ou éliminer une congestion (ventes aux enchères, redispatching, échanges de contrepartie, market splitting).
3.20.6 État critique du réseau		L'état critique du réseau se caractérise comme suit : <ul style="list-style-type: none"> – Tous les clients sont approvisionnés. – Les valeurs limites sont respectées. – Le critère (n-1) n'est pas rempli.
3.20.7 Program- mation des arrêts		Planification de la mise en retrait d'exploitation provisoire d'une unité de production.
3.20.8 Program- mation des MRE prolongées		Planification des mises en retrait d'exploitation définitives ou provisoires d'une unité de production.
3.21 Redispatching		<p>Modification préventive (ex ante) ou curative (ex post) de la fourniture d'énergie (p. ex. énergie active, maintien de la tension, entre autres) par le gestionnaire du réseau.</p> <p>L'objectif est d'éviter ou d'éliminer les congestions à court terme.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.22 Mesure de redispatching		Désigne une requête du gestionnaire de réseau adressée à un responsable de groupe-bilan portant sur la modification de l'énergie produite par les unités de son groupe-bilan sur la base de consignes spécifiques à chaque installation.
3.23 Système d'identification		Il s'agit d'identifier de façon uniforme et systématique les installations des centrales. Cela permet aux constructeurs et aux gestionnaires des installations de désigner et d'identifier de manière univoque leurs systèmes, équipements et moyens de production. Exemples de systèmes d'identification: KKS (Kraftwerk-Kennzeichensystem) et RDS-PP (Reference designation system for power plants).
3.24 Démarrage à froid, redémarrage et démarrage à chaud		<p>Selon la norme VDE 1996, le démarrage à chaud qualifie le processus de démarrage d'une centrale thermique après un temps d'arrêt inférieur à 8 heures. Dans la pratique, la majorité des systèmes annexes et auxiliaires de l'installation globale ne sont pas déconnectés pendant ce laps de temps. Quand le temps d'arrêt de la centrale thermique est compris entre 8 et 50 heures, on parle de redémarrage.</p> <p>En général :</p> <p>Selon la température de la centrale thermique au début de la procédure de démarrage, on distingue :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Démarrage à froid (p. ex. après un arrêt pour révision) – Redémarrage (p. ex. après un arrêt pendant le week-end) – Démarrage à chaud (p. ex. procédure de démarrage quotidienne) <p>Les temps de démarrage dépendent du type de centrale et de combustible utilisé, de la taille de l'installation et du temps d'arrêt (voir tableau ci-après).</p>

Type de centrale	Puissance	Temps de démarrage selon le type d'arrêt		
		Démarrage à froid	Re-démarrage	Démarrage à chaud
Centrale à charbon	500 – 750 MW	06 – 08 h	04 h	01 h
Centrale au lignite	500 – 1 000 MW	09 – 15 h	05 h	–
Centrale à cycle combiné	200 – 500 MW	01 – 05 h	03 h	85 min 50 min
Turbine à gaz (y compris avec foyer à huile)	250 – 400 MW	02 – 03 h	20 min	
Centrale nucléaire	750 – 1 500 MW	24 – 50 h	–	–

Tableau 1 : Temps de démarrage des centrales thermiques selon la durée des arrêts

Désignation	Symb.	Définition
3.25 Démarrages		<p>Processus de lancement de production d'électricité avec une unité de production d'électricité comprenant la synchronisation du réseau et l'injection de l'électricité produite dans le réseau électrique. Le démarrage commence avec la première mesure énergétique obligatoire suite à la demande de démarrage. En cas d'installations conservées, ceci signifie le début de la déconservation, et en cas d'installations non conservées à l'arrêt, cela signifie en principe le moment de remise en marche du premier agrégat ou la mise en route des mesures relatives au démarrage des systèmes requis. Ces mesures sont déclenchées soit par la demande directe de démarrage effectuée par le responsable des opérations soit par la planification des affectations correspondante avec une heure planifiée pour le début de l'injection sur le réseau.</p> <p>En fonction du temps d'arrêt entre le démarrage et le redémarrage d'une installation de production thermique, il est possible de différencier les différents types de démarrage (à froid, redémarrage, à chaud).</p> <p>Le démarrage réussi d'une unité de production d'électricité est achevé lorsque la synchronisation avec le réseau est effective et que l'installation fonctionne de façon stable à un point de travail. Quelques exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> – En cas d'installation thermique, cela correspond en principe à l'atteinte du point de travail de la charge minimale. – Note : Les pertes enregistrées lors du démarrage des installations de production thermiques peuvent être définies au moyen de la directive VGB PowerTech « Pertes au démarrage et à l'arrêt pour les installations de bloc » (VGB-R 123 C/2.10).

Désignation	Symb.	Définition
		<ul style="list-style-type: none"> – Pour le démarrage des éoliennes, les pales de rotor du rotor freiné sont lancées dans le vent et les freins mécaniques du rotor sont desserrés dès que la vitesse de vent requise pour le démarrage est atteinte et confirmée par la mesure de vitesse du vent. Le régime du rotor est augmenté à l'arrêt par le processus d'angle des lames et ce jusqu'à ce que le régime de synchronisation du générateur soit atteint. Si le régime de synchronisation reste constant sur une période donnée, le générateur est alors couplé au réseau. – Le démarrage et la synchronisation avec le réseau des installations photovoltaïques s'effectuent en règle générale de manière entièrement automatisée par le biais de l'onduleur solaire.
3.26 Variante Démarrages/ Démarrage autonome		<p>Le démarrage autonome d'une unité de production d'électricité se caractérise par un démarrage à partir de l'état « hors service » indépendamment du réseau d'alimentation public. Ceci est particulièrement important en cas d'une coupure de courant globale afin de remettre le réseau en service. L'énergie des unités de production d'électricité capables de démarrer de façon autonome peut ainsi être utilisée pour le démarrage des autres unités de production d'électricité.</p> <p>Lors d'un démarrage autonome, le démarrage commence également avec la première mesure énergétique obligatoire suite à la demande de démarrage. Cela peut par exemple être le démarrage d'un groupe diesel ou la montée en puissance d'une turbine hydraulique. Le démarrage s'achève lorsque l'installation fonctionne de façon stable à un point de travail. Si nécessaire, cette procédure peut être effectuée indépendamment d'une synchronisation avec le réseau.</p>

Désignation	Symb.	Définition
3.27 Arrêts		<p>Processus d'arrêt de production d'électricité avec une unité de production d'électricité et d'injection de l'électricité produite dans le réseau électrique. Le processus d'arrêt commence par le déclenchement du programme d'arrêt opérationnel ou lorsque la charge minimale n'est plus atteinte. Le processus d'arrêt s'achève lorsque le dernier gros agrégat est coupé. Quelques exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Pour les centrales thermiques, le dernier gros agrégat est p. ex. la pompe principale d'eau de refroidissement. Les mesures de refroidissement progressif de l'installation (p. ex. fonctionnement de l'alignement des arbres ou des ventilations) sont exclues du processus. – Pour les centrales hydrauliques, l'eau est accumulée après la fermeture de l'arrivée d'eau ou acheminée vers la turbine via une dérivation. – Les installations éoliennes et hydrauliques peuvent également être arrêtées en cas d'apport excessif de vent ou d'eau ; ceci pour des raisons de protection des installations et des machines. – Les installations solaires disposent d'un déclenchement protectif pour les cas de sur-fréquence dont la valeur actuelle se situe entre 50,3 et 51,5 Hertz par installation et pour les cas de sous-fréquence inférieure à 47,5 Hertz. Afin d'éviter un arrêt et un redémarrage répétés des installations, ces dernières ne se remettent en marche que 30 secondes après le dépassement de la fréquence d'arrêt. Si une installation solaire n'est pas équipée de ce dispositif de protection, l'onduleur doit être paramétré de façon à ce que l'installation puisse s'autorégler sur la plage de fréquence entre 50,2 et 51,5 Hertz et se déconnecter entièrement du réseau en cas de dépassement de la fréquence de 51,5 Hertz.

Désignation	Symb.	Définition
3.28 Variante processus d'arrêt avec délestage		<ul style="list-style-type: none"> – Le délestage correspond à une situation exceptionnelle dans une centrale, lorsque p.ex. le générateur fonctionne brusquement sans charge (délestage sur zéro) ou couvre uniquement ses besoins propres (délestage sur besoins propres). – Un tel état est entre autres engendré par <ul style="list-style-type: none"> – une surcharge du générateur et un déclenchement des dispositifs de sécurité (sous-fréquence) tandis que le générateur est déconnecté du réseau électrique et que seuls les besoins propres de l'installation de production sont alimentés (délestage sur besoins propres) – une anomalie côté réseau (délestage sur besoins propres) – une panne de l'excitatrice ou du transformateur des machines (délestage sur zéro) – un dommage au niveau du régulateur de la turbine (fermeture rapide) ou une panne totale de l'installation de production (délestage sur zéro). <p>Dans ce cas, l'arrêt est directement lancé avec le processus de délestage. Le processus d'arrêt s'achève lorsque le dernier gros agrégat est coupé, comme décrit plus haut. En cas de délestage suite à une défaillance, l'arrêt peut être stoppé par la mise en marche du processus de démarrage.</p>

4 Installations de production

4.1 Paramètres liés à l'énergie

En principe, on entend par énergie électrique le travail électrique qui résulte de la différence de tension aux deux extrémités d'un conducteur. La différence de tension peut être générée de différentes façons, notamment par le déplacement d'un conducteur dans le champ électromagnétique, sur la base d'une réaction chimique ou par conversion directe d'un rayonnement. De façon générale, le travail électrique est le produit de la différence de tension U , de l'intensité de courant I et de l'intervalle t . Dans le langage courant, l'énergie électrique est appelée électricité (p. ex. production d'électricité, cf. 4.1.4). Pour des informations sur les unités, se reporter aux Remarques préliminaires générales.

De façon générale, il convient de préciser l'intervalle durant lequel l'énergie a été produite. Le diagramme de flux sert de présentation générale des paramètres d'un système d'approvisionnement liés à l'énergie, cf. Figure 3. De nombreux paramètres liés à l'énergie ont un pendant parmi les paramètres de puissance. Le cas échéant, la description est abrégée. Il est donc recommandé de procéder à des comparaisons transversales.

Désignation	Symb.	Définition
4.1.1 Travail électrique	W	Désigne l'énergie électrique produite, transportée, fournie, soutirée ou convertie. Sauf précision, le terme correspond à l'énergie active.
4.1.2 Énergie nominale	W_N	<p>L'énergie nominale correspond au produit de la puissance nominale (cf. 4.3.6) par le temps nominal (cf. 4.4.2).</p> $W_N = P_N \times t_N$ <p>Cette grandeur sert de valeur de référence (valeur de 100 %) pour les considérations relatives à la disponibilité.</p>
4.1.3 Énergie redispatchée		L'énergie redispatchée désigne la modification à la hausse ou à la baisse de la production des unités concernées, consécutive à une mesure de redispatching réglée entre le responsable de groupe-bilan et le gestionnaire de réseau via le groupe-bilan (redispatching).

Désignation	Symb.	Définition
4.1.4 Production d'électricité (énergie produite)	W_B	La production d'électricité d'une unité (p. ex. d'une tranche ou d'une centrale) correspond au travail électrique produit sur une période donnée (temps de fonctionnement). Dans des conditions spéciales (p. ex. en cas de nature avantageuse du combustible, de faible température de l'eau de refroidissement, de plage de puissance excédentaire utile pendant une période donnée), la production d'électricité peut dépasser l'énergie nominale (énergie excédentaire $W_{\bar{U}}$, cf. 4.1.8.1). Suivant la provenance de l'énergie, on distingue la production d'électricité primaire et secondaire.
4.1.4.1 Production d'électricité primaire		La production d'électricité primaire concerne l'électricité produite à partir de combustibles fossiles, de combustibles nucléaires, de biomasses, d'ordures ménagères, d'énergie éolienne, photovoltaïque ou géothermique ou encore d'origine hydraulique mais issue d'apports naturels dans des centrales au fil de l'eau, à accumulation et marémotrices.
4.1.4.2 Production d'électricité secondaire		La production d'électricité secondaire (soutirage du réservoir, p. ex. de l'énergie produite dans des stations de Transfert d'Énergie par pompage, p. ex.) correspond à la production d'énergie électrique issue d'énergie préalablement stockée (alimentation du réservoir, p. ex. énergie de pompage minorée des pertes liées au pompage) et produite.
4.1.4.3 Soutirage du réservoir		Note : En règle générale, au sein d'un exercice, le soutirage et l'alimentation du réservoir ne coïncident pas.
4.1.4.4 Alimentation du réservoir		

Désignation	Symb.	Définition
4.1.5 Production d'électricité brute	$W_{B\ br}$	La production d'électricité brute d'une unité correspond au travail électrique produit mesuré aux bornes du générateur.
4.1.6 Production d'électricité nette	$W_{B\ ne}$	<p>La production d'électricité nette d'une unité correspond à l'énergie brute produite déduite de l'énergie requise par les systèmes auxiliaires en fonctionnement (cf. 4.3.4).</p> $W_{B\ ne} = W_{B\ br} - W_{EigB}$ <p>Sauf mention contraire, la production d'électricité nette se rapporte au temps de fonctionnement nominal (cf. 4.4.2).</p>
4.1.7 Systèmes auxiliaires	W_{Eig}	<p>Ce paramètre correspond à l'énergie électrique utilisée par les installations annexes et auxiliaires d'une unité de production (p. ex. une tranche ou une centrale) pour la mise à disposition de l'eau, l'alimentation en eau des générateurs de vapeur, l'approvisionnement en air frais et en combustible ainsi que pour le nettoyage des fumées. Il ne comprend pas la consommation interne (cf. 4.1.26). Dans les centrales, les pertes des transformateurs élévateurs (transformateurs machine) sont comptabilisées avec la puissance des systèmes auxiliaires. La consommation des installations annexes et auxiliaires non électriques est comprise dans la consommation de chaleur globale de la centrale et non dans la consommation électrique des systèmes auxiliaires (voir aussi 4.6.6 = Coefficient d'utilisation).</p> <p>L'énergie requise par les systèmes auxiliaires pendant le temps de fonctionnement nominal se décompose comme suit :</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.1.7.1 Systèmes auxiliaires en fonctionne- ment	$W_{\text{Eig B}}$	Désigne l'énergie requise par les systèmes auxiliaires pendant le temps de fonctionnement t_f .
4.1.7.2 Systèmes auxiliaires à l'arrêt	$W_{\text{Eig S}}$	<p>Désigne l'énergie requise par les systèmes auxiliaires hors temps de fonctionnement (intervalle ($t_N - t_B$ ou $t_R + t_{nb}$)).</p> <p>L'énergie requise par les systèmes auxiliaires à l'arrêt n'est pas prise en compte dans le calcul de la valeur nette.</p>
4.1.8 Énergie disponible	W_V	<p>L'énergie disponible correspond à l'énergie productible pendant le temps nominal de fonctionnement compte tenu des conditions opérationnelles et techniques de l'installation.</p> $W_V = W_N - W_{nv}$
4.1.8.1 Énergie excédentaire	$W_{\ddot{U}}$	Des disponibilités en énergie supérieures à 100% sont à exclure. Les quantités d'énergie produites à partir de puissances supérieures à la puissance nominale (énergie excédentaire $W_{\ddot{U}}$), peuvent donc être ignorées lors des calculs de disponibilité. Quand l'énergie disponible est déterminée à partir de l'énergie produite et de l'énergie disponible non produite (comme pour la puissance non injectée, cf. 4.3.11 et Figure 5), il convient de déduire l'énergie excédentaire.
4.1.8.2 Énergie disponible non produite	W_{ng}	$W_V = W_B + W_{ng} - W_{\ddot{U}}$

Désignation	Symb.	Définition
4.1.9 Énergie de réserve (marge de sécurité)	W_R	Désigne l'énergie supplémentaire qui peut être produite en cas de nécessité, mais ne l'est pas en temps normal.
4.1.10 Énergie non disponible	W_{nv}	Correspond à l'énergie non productible durant le temps de fonctionnement nominal d'une unité de production pour des raisons internes à l'installation ou qui échappent au contrôle de l'exploitant. Elle comprend une composante programmée et une composante non programmée. $W_{nv} = W_{nv\ p} + W_{nv\ u}$
4.1.10.1 Énergie non disponible programmée	$W_{nv\ p}$	Correspond aux indisponibilités dont le début et la fin sont programmés plus de 4 semaines à l'avance (p. ex. travaux de révision ou de modernisation en profondeur prévus à long terme).
4.1.10.2 Énergie non disponible fortuite	$W_{nv\ u}$	Correspond aux indisponibilités liées à des impondérables tels que des pannes ou des dommages subits qui ne peuvent être différés au-delà de 4 semaines. Elle se décompose en une part reportable et une part non disponible.
4.1.11 Énergie dispatchable	W_b	Correspond à l'énergie disponible minorée de l'énergie perdue en raison de facteurs externes. $W_b = W_v - W_{ns}$

Désignation	Symb.	Définition
4.1.12 Énergie non dispatchable	W_{nb}	<p>L'énergie non dispatchable d'une unité de production est la somme de l'énergie non disponible et non injectable.</p> $W_{nb} = W_{nv} + W_{ns}$
4.1.13 Soutirage d'électricité	W_{Bzg}	<p>Le soutirage d'électricité d'un système (p. ex. d'une EAE) désigne l'énergie électrique obtenue d'autres EAE ou de tiers. On distingue :</p>
4.1.13.1 Soutirage d'électricité pour approvisionnement	$W_{Bzg V}$	<p>1. Le soutirage d'électricité à des fins d'approvisionnement, autrement dit la quantité d'énergie que l'utilisateur prélève pour approvisionner ses clients.</p>
4.1.13.2 Soutirage d'électricité pour compensation en nature	$W_{Bzg NA}$	<p>2. Il s'agit de la quantité d'énergie soutirée par un acteur du marché (p. ex. une EAE) dans une optique de compensation en nature pour des raisons d'exploitation, en vertu de pertes sur son propre réseau liées au transport d'énergie, de l'élimination de perturbations, de la coordination des points zéro dans le cadre du fonctionnement synchrone de plusieurs réseaux ou d'autres services.</p> $W_{Bzg} = W_{Bzg V} + W_{Bzg NA}$

Désignation	Symb.	Définition
4.1.14 Transport		<p>Note :</p> <p>Le soutirage d'électricité par un système (p. ex. une EAE) auprès de centrales industrielles est souvent décrit dans les statistiques comme une injection à partir d'installations autoproductrices. Il englobe également l'électricité soutirée par les acteurs du marché dont les unités de production ne sont pas comprises dans le programme établi pour le système actuel (p. ex. centrales éoliennes ou producteurs indépendants, cf. 3.7). Ces opérations de soutirage doivent être présentées en fonction de leurs caractéristiques spécifiques.</p>
		<p>Pour plus d'informations sur le transport d'électricité au sens général du terme, se reporter à 3.7.</p>
		<p>Dans le bilan énergétique d'un système (p. ex. d'une EAE), le transport désigne spécifiquement la part (cf. 4.1.13) de la demande d'électricité (cf. 4.1.18) transportée par le gestionnaire de réseau exclusivement pour des tiers (ni pour lui-même ni pour un client), contrairement au soutirage d'électricité, qui entre dans les besoins de courant (cf. 4.1.19).</p> <p>Note :</p> <p>Afin de pouvoir établir des bilans de puissance et d'énergie et garantir la fiabilité du fonctionnement, le gestionnaire de réseau a besoin d'une présentation structurée des quantités injectées et soutirées à des fins de transport au sein et en-dehors des frontières de son système.</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.1.14.1 Injection pour transport	$W_{EÜ}$	Les quantités injectées et soutirées à des fins de transport sont équivalentes par définition. Les pertes d'énergie occasionnées par ces opérations sur le réseau de transport et de distribution peuvent notamment être compensées en nature ou par une rémunération du transporteur (cf. note sous 4.1.23).
4.1.14.2 Soutirage pour transport	$W_{EÜ}$	
4.1.15 Injection sur le réseau	W_{Nsp}	<p>L'injection sur le réseau d'un système (p. ex. d'une EAE) correspond à l'énergie électrique injectée sur son réseau de transport et de distribution.</p> <p>L'injection sur le réseau n'est pas un poste du bilan énergétique (cf. note relative à 4.1.17).</p>
4.1.16 Point d'approvisionnement en électricité/ point de connexion au réseau		Le point d'approvisionnement en électricité/point de connexion au réseau correspond à l'emplacement physique convenu entre l'exploitant d'une installation de conversion d'énergie et l'exploitant du réseau. L'installation de conversion d'énergie est raccordée à l'installation technique du réseau électrique au point de connexion au réseau.
4.1.17 Approvisionnement en électricité	W_{BS}	<p>L'approvisionnement en électricité est la somme de l'électricité produite et soutirée à des fins d'approvisionnement et de compensation en nature, notamment lorsqu'il s'agit de différencier la production (ou l'autoproduction) et le soutirage (approvisionnement externe) d'électricité et leurs sous-catégories. Il est donc le pendant des besoins en électricité (cf. Figure 4). L'approvisionnement en électricité peut être exprimé en brut ou en net :</p> $W_{BS} = W_B + W_{Bzg\ V} + W_{Bzg\ NA} = W_B + W_{Bzg}$

Désignation	Symb.	Définition
		<p>Note :</p> <p>L'approvisionnement en électricité n'est pas équivalent à l'injection sur le réseau. Il intègre également les quantités d'énergie produites et soutirées hors réseau (ou système), mais apparaissent dans le bilan. Les opérations de transport pur ne sont pas prises en compte dans l'approvisionnement en électricité.</p>
4.1.18 Demande d'électricité (ventes d'électricité)	W_S	<p>La demande d'électricité (auparavant : ventes d'électricité) d'un système (p. ex. d'une EAE) est la somme des quantités produites et soutirées (transport compris). C'est le chiffre le plus important du bilan énergétique. Il peut être exprimé en brut ou en net.</p> $W_S = W_B + W_{Bzg} + W_{EÜ}$ <p>Note :</p> <p>L'arrivée de nouveaux acteurs suite à la libéralisation des marchés de l'électricité, notamment des producteurs indépendants (cf. 1.3.2.7), dans un système qui se décomposait jusqu'ici en approvisionnement public général, d'une part, et en approvisionnement industriel et privé propre, d'autre part, confère au terme une nouvelle dimension. Dans le bilan électrique, la demande d'électricité marque la limite entre les besoins et la couverture de ces besoins.</p>
4.1.19 Besoins en électricité	W_{Sb}	<p>Les besoins en électricité d'un système (p. ex. d'une EAE) découlent de la demande d'électricité, minorée de la quantité soutirée à des fins de transport. Il s'agit du pendant de l'approvisionnement en électricité (cf. 4.1.17). Cette valeur peut être exprimée en brut ou en net.</p> $W_{Sb} = W_S - W_{EÜ} = W_B + W_{Bzg}$

Désignation	Symb.	Définition
4.1.20 Énergie de pompage (consommation des pompes)	W_P	L'énergie de pompage (anciennement consommation d'électricité liée au pompage) correspond à l'énergie électrique mobilisée par les pompes des stations de Transfert d'Énergie par pompage pour l'extraction de l'eau du réservoir. Ceci est valable également pour d'autres fluides.
4.1.21 Pertes de pompage	W_{PV}	Les pertes de pompage correspondent à la différence entre l'énergie de pompage et la production d'électricité brute correspondante de la centrale à accumulation par pompage, compte tenu du soutirage et de l'alimentation du réservoir (cf. 4.1.4).
4.1.22 Électricité fournie	W_{Ab}	<p>L'électricité fournie par un système (p. ex. d'une EAE) correspond aux besoins en électricité, déduction faite de la consommation des systèmes auxiliaires (cf. 4.1.7) et de l'énergie de pompage.</p> $W_{Ab} = W_{Sb\ br} - W_{Eig} - W_P$ $= W_{Sb\ ne} - W_{Eig\ S} - W_P$

Désignation	Symb.	Définition
4.1.23 Pertes d'énergie sur le réseau	$W_{\text{ÜV}}$	<p>Les pertes d'énergie sur le réseau de transport et de distribution (en langage courant : pertes sur le réseau) d'un système (p. ex. d'une EAE) correspondent à la différence entre l'énergie électrique physiquement injectée sur le réseau pendant un intervalle donné et l'énergie électrique soutirée pendant ce même intervalle.</p> <p>Note :</p> <p>Dans la pratique, certaines quantités d'énergie fournies (p. ex. pour compensation en nature), ne sont pas techniquement comptabilisées comme de l'électricité utile fournie, ni d'ailleurs comme des pertes d'énergie. L'office allemand de la statistique différencie l'électricité fournie de l'électricité utile fournie par les pertes et les volumes non saisis (Verluste und Nichterfasstes).</p> $W_{\text{ÜV}} = W_{\text{Ab}} - W_{\text{nAb}} - W_{\text{NA}}$ <p>Le transport, les compensations en nature et le pompage occasionnent également des pertes d'énergie sur le réseau. Il convient donc de les faire apparaître après les pertes d'énergie dans le schéma de présentation des paramètres d'énergie du système d'approvisionnement (cf. Figure 3). L'ordre de présentation dans le schéma tient compte des possibilités de saisie pratiques pour l'élaboration du bilan statistique.</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.1.24 Fourniture d'électricité pour compensation en nature	W_{NA}	La fourniture d'électricité pour compensation en nature est le pendant du poste correspondant côté couverture des besoins (cf. 4.1.13). Il s'agit des quantités d'énergie fournies pour des raisons d'exploitation en vertu de pertes sur des réseaux extérieurs au système (p. ex. d'une EAE), de l'élimination de perturbations à compenser en nature, de la coordination des points zéro dans le cadre du fonctionnement synchrone de plusieurs réseaux, etc. Ces quantités d'énergie ne sont pas comptabilisées dans l'électricité utile fournie.
4.1.25 Électricité utile fournie	W_{nAb}	<p>L'électricité utile fournie par un système (p. ex. d'une EAE) correspond à la quantité totale d'électricité livrée à des clients (récepteurs), mesurée avec les équipements de mesure imposés par contrat. La consommation interne est comptabilisée dans l'électricité utile fournie. En principe, l'électricité utile fournie résulte de la fourniture d'électricité minorée des pertes d'énergie sur le réseau de transport et de distribution, qui sont compensées en nature ou ne sont plus prises en compte (cf. note en 4.1.23).</p> $W_{nAB} = W_{Ab} - W_{ÜV} - W_{NA}$
4.1.26 Consommation interne	W_{BV}	La consommation interne d'un système (p. ex. d'une EAE) correspond à la consommation de ses propres équipements (bâtiments administratifs, ateliers, installations de commutation et de transformation des systèmes d'éclairage et de chauffage, entraînements électriques et organes de refroidissement. La consommation interne est comptabilisée dans l'électricité fournie. La consommation des systèmes auxiliaires de la centrale ne fait pas partie de la consommation interne.

Désignation	Symb.	Définition
4.1.27 Électricité fournie à des clients (récepteurs)	W_A	<p>L'électricité fournie à des clients correspond à l'électricité utile fournie par un système (p. ex. une EAE) à des consommateurs finaux (cf. 4.1.31.2), à des EAE (cf. 1.3) et à d'autres acteurs du marché (cf. 2.78). On distingue ici la fourniture d'électricité directe et indirecte.</p> $W_A = W_{nAB} - W_{BV}$ <p>Note :</p> <p>Pour pouvoir mener ses activités, garantir la sûreté de fonctionnement du réseau et établir des bilans de puissance et énergétiques, le gestionnaire de réseau a besoin d'une présentation structurée des quantités fournies et soutirées au sein d'un système ainsi que des flux énergétiques au-delà de sa zone de délimitation.</p> <p>Informations requises :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Au sein d'un groupe-bilan : soutirage/fourniture entre clients d'énergie autoproduite – En dehors du groupe-bilan : soutirage au-delà des frontières du système pour des clients hors groupe-bilan et – fourniture en dehors de la zone délimitée à des clients hors groupe-bilan.
4.1.28 Fourniture d'électricité directe		<p>On entend par fourniture d'électricité directe la part de l'électricité fournie à des clients qu'un système (p. ex. une EAE ou l'exploitant d'une centrale) livre directement à des consommateurs finaux dans et en-dehors de sa zone de délimitation. D'un point de vue formel, la consommation interne en fait partie. Cette dernière est toutefois saisie séparément (cf. Figure 7).</p> <p>Certains clients ne sont pas compris dans la zone de délimitation (cas d'un raccordement direct, p. ex.), c'est-à-dire ne sont pas physiquement reliés au réseau du système.</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.1.29 Fourniture d'électricité indirecte		<p>On entend par fourniture d'électricité indirecte la part de l'électricité fournie à des clients qu'un système (p. ex. une EAE ou l'exploitant d'une centrale) livre à d'autres EAE (p. ex. détaillants et autres acteurs du marché) dans sa zone de délimitation.</p> <p>Certains clients ne sont pas compris dans la zone de délimitation, c'est-à-dire ne sont pas physiquement reliés au réseau du système.</p>
4.1.30 Bilan énergétique		<p>Dans le secteur de l'électricité, on entend par bilan énergétique la présentation structurée des différents postes correspondant aux besoins et à la couverture des besoins en énergie sur une période donnée au sein d'un système d'approvisionnement (réseau d'une EAE ou pays, p. ex.). Le bilan énergétique peut faire apparaître ou non la consommation des systèmes auxiliaires (cas général: systèmes auxiliaires non pris en compte, bilan net, cf. Figure 3).</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.1.31 Consommation d'électricité	W_{vb}	La consommation d'électricité correspond à l'énergie électrique convertie dans les équipements électriques d'un consommateur. Cette énergie peut être soutirée ou issue d'installations autoproductrices (cf. 1.8).
4.1.31.1 Consom- mateur		On entend par consommateur les équipements et les installations ainsi que les personnes morales et physiques qui utilisent l'électricité pour la convertir dans d'autres formes d'énergie.
4.1.31.2 Consom- mateur final		Personne physique ou morale qui emploie l'énergie électrique à ses propres fins. Autrement dit, l'électricité n'est pas livrée à des tiers.
4.1.31.3 Client		Au sens de l'ordonnance allemande sur les conditions générales d'approvisionnement en électricité des clients tarifs (AVBEItV), on entend par client une personne morale ou physique qui est approvisionnée en énergie électrique par une EAE sur la base de contrats de fourniture.
4.1.31.4 Récepteur		<p>Personnes physiques ou morales ou encore unités organisationnelles qui soutirent physiquement de l'énergie électrique d'une EAE indépendamment du fait qu'il existe ou non une relation contractuelle avec celle-ci.</p> <p>Note :</p> <p>En règle générale, le client et le récepteur sont identiques.</p> <p>Contre-exemple : le récepteur est une caserne, mais le service en charge de l'administration du site est le partenaire contractuel, donc le client.</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.1.32 Consommation d'électricité brute d'un pays	$W_{Vb\ br}$	<p>La consommation d'électricité brute d'un pays correspond à l'ensemble de l'énergie électrique convertie sur le territoire. Elle correspond à la somme de la production d'électricité brute du pays et du solde des échanges réalisés avec d'autres pays (importations moins exportations), les importations étant à comptabiliser avec le soutirage – W_{Bzg} – et les transports correspondants, les exportations avec la fourniture d'électricité hors système – W_{LL} – et les transports correspondants.</p> $W_{Vb\ br} = W_{Bbr} + W_{Bzg} - W_{LL}$
4.1.33 Consommation d'électricité nette d'un pays	$W_{Vb\ ne}$	<p>La consommation d'électricité nette d'un pays correspond à l'énergie électrique convertie par les consommateurs. Elle correspond à la somme des fournitures d'électricité directes, auxquelles s'ajoute la consommation des installations autoproductrices et d'autres producteurs indépendants (cf. 1.8). Elle découle de la consommation d'électricité totale d'un pays, minorée des pertes d'énergie sur les réseaux (cf. 4.1.23).</p> $W_{Vb\ ne} = W_{VG} - W_{ÜV}$ $= W_{Vb\ br} - W_{Eig} - W_P - W_{ÜV}$

Désignation	Symb.	Définition
4.1.34 Consommation d'électricité totale d'un pays	W_{VG}	<p>La consommation d'électricité totale d'un pays est une variante spéciale de l'électricité fournie (cf. 4.1.22). Elle correspond à l'énergie électrique requise pour couvrir les besoins des consommateurs et les pertes d'énergie sur les réseaux. Elle résulte de la consommation d'électricité brute minorée de l'énergie requise par les systèmes auxiliaires et l'énergie de pompage.</p> $W_{VG} = W_{Vb\ br} - W_{Eig} - W_P$ <p>Note :</p> <p>Si la consommation d'électricité totale est établie uniquement pour le secteur de l'approvisionnement général (public), il faut prendre en compte également l'électricité soutirée des installations autoproductrices (cf. 1.8).</p>

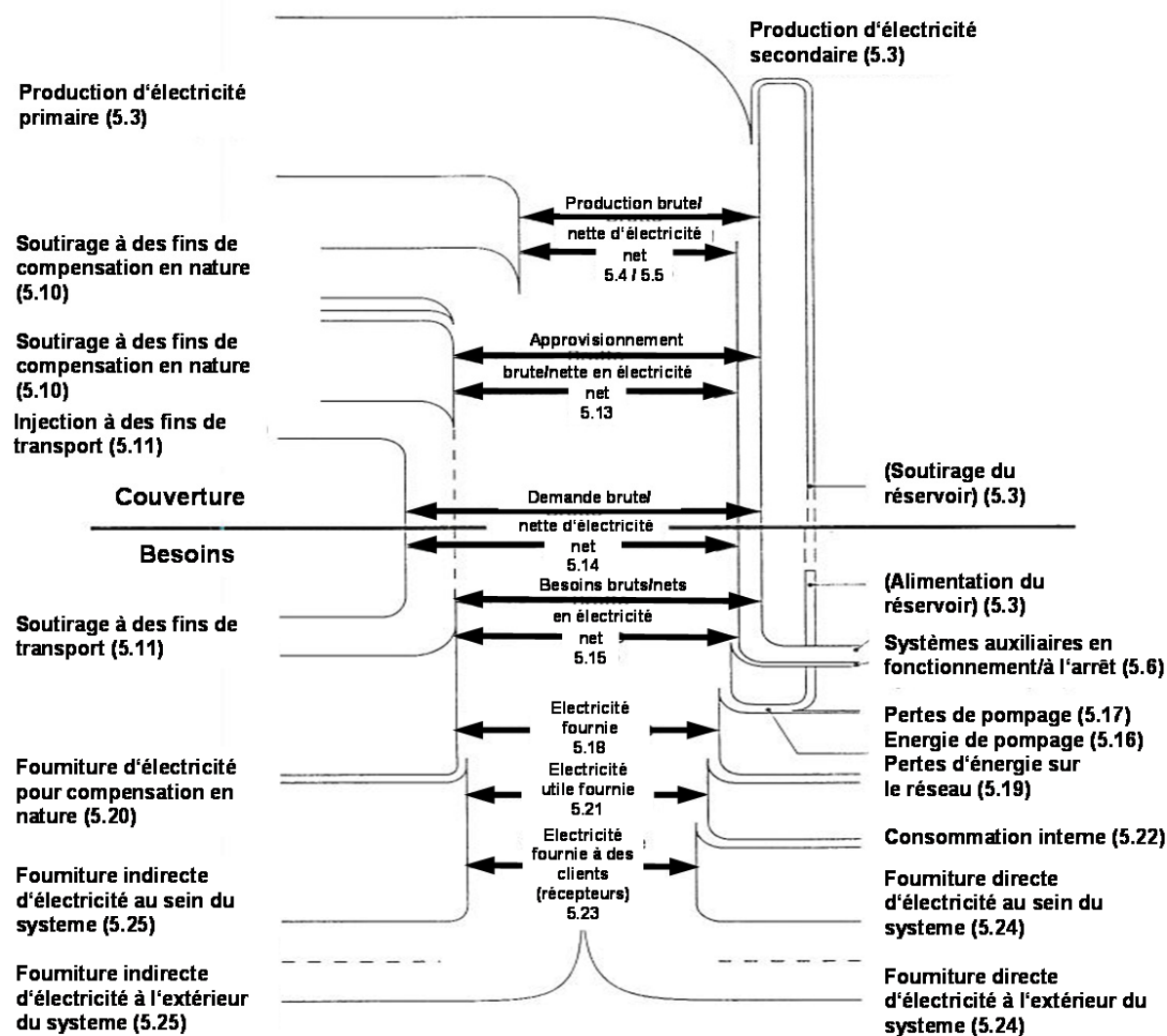


Figure 3 : Schéma synoptique de présentation des paramètres liés à l'énergie d'un système d'approvisionnement

4.2 Représentations graphiques

Désignation	Symb.	Définition
4.2.1 Courbe de progression		<p>Représentation graphique de l'évolution dans le temps d'une grandeur.</p> <p>Note :</p> <p>Cette courbe peut être générée de façon analogique, par enregistrement de valeurs instantanées (valeurs mesurées à l'aide d'un instrument analogique), ou numérique, sous forme de succession de valeurs moyennes sur des périodes données (temps de mesure d'1/4 h ou d'1 h, p. ex., valeurs mesurées à l'aide d'un instrument intégré).</p> <p>Pour des exemples de courbes de progression journalières de la puissance et de la charge, voir Figure 4 et Figure 6.</p>
4.2.2 Monotone (ou diagramme des valeurs classées)		<p>Représentation graphique d'une grandeur sur une période donnée, les valeurs étant classées par ordre décroissant.</p> <p>Note :</p> <p>Le monotone permet de déterminer pendant combien de temps, au sein de l'intervalle examiné, une valeur donnée de la grandeur représentée est atteinte ou dépassée.</p> <p>Un exemple de monotone de charge indiquant les valeurs moyennes classées par heure sur une journée est fournie à la Figure 4. Le monotone ne rend pas compte du caractère temporel des valeurs représentées, mais permet d'évaluer les plages de charge et leur teneur en énergie.</p>

Courbe de progression de la charge Monotone de charge

(valeurs moyennes sur 24 heures classées par grandeur)

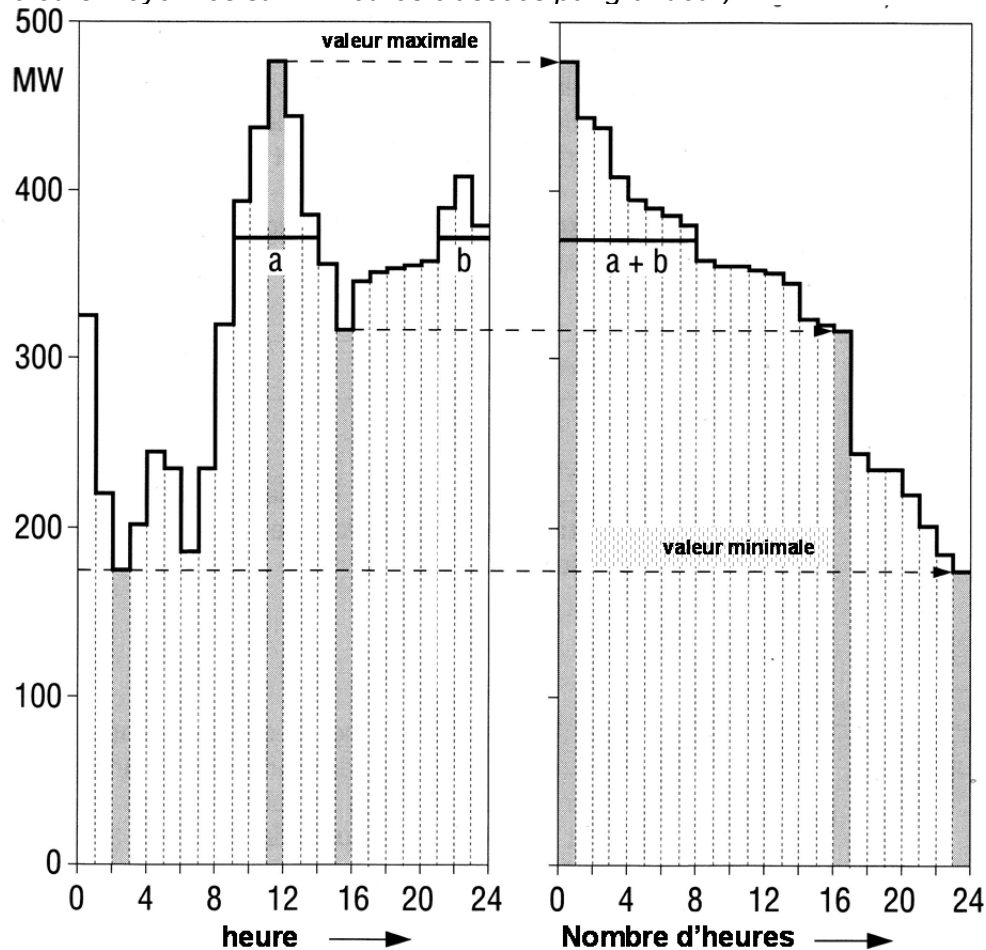


Figure 4 : Lien entre la courbe de progression et le monotone

4.3 Paramètres de puissance

Pour obtenir une vue d'ensemble de la terminologie utilisée, se reporter au schéma de présentation des paramètres de puissance d'une unité de production (cf. Figure 5), au schéma descriptif des paramètres de puissance d'un système d'approvisionnement (cf. Figure 7) ainsi qu'à la présentation du bilan de puissance d'un système d'approvisionnement (cf. Figure 8).

De nombreux paramètres de puissance ont un pendant parmi les paramètres d'énergie. Le cas échéant, la description est abrégée. Il est donc recommandé de procéder à des comparaisons transversales. Pour des informations sur les unités, se reporter aux Remarques préliminaires générales.

Désignation	Symb.	Définition
4.3.1 Puissance	P	<p>Valeur instantanée de la puissance électrique au sens physique du terme (produit du courant et de la tension). En cas d'indication de valeurs instantanées, il convient de préciser la date et l'heure correspondantes.</p> <p>Dans le secteur de l'électricité, les puissances moyennes complètent souvent les valeurs instantanées. Elles sont établies pour des intervalles donnés (temps de mesure, p. ex. quart d'heure ou heure). Dans ce cas, la puissance correspond au quotient de l'énergie produite durant l'intervalle (W) par l'intervalle en question (t).</p> $P = \frac{W}{t}$ <p>Sauf indication contraire, le terme désigne la puissance électrique active.</p> <p>Les valeurs de puissances d'installations de production peuvent être exprimées sous forme de valeurs brutes ou (plus fréquemment) nettes, avec ou sans prise en considération de la puissance électrique requise pour faire fonctionner les systèmes auxiliaires en fonctionnement (cf. 4.3.4), et doivent être identifiées en conséquence.</p>
4.3.1.1 Puissance de réglage		Plage de puissance au sein de laquelle la puissance peut être modifiée par réglage primaire ou secondaire.
4.3.2 Puissance brute	P _{br}	La puissance brute d'une unité de production (cf. 3.1.1) correspond à la puissance appliquée aux bornes du générateur.

Désignation	Symb.	Définition
4.3.3 Puissance nette	P_{ne}	<p>La puissance nette d'une unité de production (cf. 3.1.1) correspond à la puissance délivrée au système d'approvisionnement côté haute tension du transformateur (réseau de transport et de distribution, consommateur). Elle est calculée en déduisant de la puissance brute la puissance électrique des systèmes auxiliaires de l'installation (cf. 4.3.4), même si celle-ci n'est pas produite par l'unité en question, mais provient d'une autre source.</p> $P_{ne} = P_{br} - P_{EigB}$ <p>Note :</p> <p>Pour éviter les puissances nettes négatives, la puissance requise par les systèmes auxiliaires à l'arrêt n'est pas prise en compte dans le calcul de ces valeurs (elle est prise en compte dans les besoins).</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.3.4 Puissance des systèmes auxiliaires	P_{Eig}	<p>La puissance des systèmes auxiliaires d'une unité de production (cf. 3.1.1) désigne la puissance électrique requise pour faire fonctionner les installations annexes et auxiliaires (p. ex. chauffe-eau, alimentation en eau du générateur de vapeur, renouvellement d'air et approvisionnement en combustible, épuration des fumées) ainsi que la puissance dissipée des au niveau des transformateurs. On distingue la puissance des systèmes auxiliaires en fonctionnement et à l'arrêt.</p> <p>La puissance des systèmes auxiliaires en fonctionnement désigne la puissance électrique requise par les installations annexes et auxiliaires d'une unité de production pendant son fonctionnement. La puissance des systèmes auxiliaires à l'arrêt, c'est-à-dire en dehors du temps de fonctionnement de l'unité de production, correspond à la puissance électrique requise pour faire fonctionner les systèmes annexes et auxiliaires.</p>
4.3.4.1 Puissance des systèmes auxiliaires en fonctionnement	$P_{Eig B}$	Désigne la puissance électrique requise par les installations annexes et auxiliaires d'une unité de production pendant le fonctionnement.
4.3.4.2 Puissance des systèmes auxiliaires à l'arrêt	$P_{Eig S}$	Désigne la puissance électrique requise par les installations annexes et auxiliaires d'une unité de production en dehors du temps de fonctionnement (cf. 4.4.4).

Désignation	Symb.	Définition
4.3.5 Puissance d'injection sur le réseau	P_{Nsp}	L'injection sur le réseau provenant d'une installation de conversion d'énergie correspond à la puissance électrique mesurée au point de connexion au réseau.
4.3.6 Puissance nominale	P_N	Désigne la puissance permanente maximale atteinte dans les conditions nominales de fonctionnement au moment de la réception de l'installation. Elle ne peut être modifiée qu'en cas d'évolution majeure des conditions nominales de fonctionnement et de mesures constructives affectant l'installation. Jusqu'à ce que la puissance nominale soit déterminée avec précision, la valeur de référence est celle qui Figure dans les documents contractuels de livraison. Cette valeur ne correspond pas toujours aux conditions de fonctionnement et de l'agrément. Une valeur moyenne temporaire peut alors être déclarée dans un premier temps comme puissance nominale jusqu'à ce que des résultats de mesure certifiés soient disponibles. Il convient d'établir cette valeur de façon à ce que les surplus et les déficits de production potentiels se compensent sur une année de réglage (p. ex. sur la base de la courbe de température de la source froide). La détermination définitive de la puissance nominale d'une tranche s'effectue après la remise de l'installation. Elle s'appuie généralement sur les résultats des mesures effectuées lors des essais de réception. Il est primordial que les conditions nominales se rapportent à une valeur moyenne annuelle, autrement dit que les variations saisonnières (notamment la température de l'air d'admission et de l'eau de refroidissement) et relatives à la consommation d'électricité et de vapeur interne soient compensées. De plus, les conditions de fonctionnement idéales définies lors des essais de réception (circuits spéciaux en boucle fermée) doivent pouvoir être transposées dans des conditions normales de fonctionnement. Contrairement à la puissance maximale admissible, la puissance nominale ne doit en aucun cas être adaptée à une variation de puissance provisoire.

Désignation	Symb.	Définition
		<p>La puissance nominale ne peut être modifiée en cas de réduction de puissance faisant suite à ou destinée à éviter des dommages. De même, le vieillissement de l'installation, l'usure ou l'encrassement de composants ne sauraient justifier une baisse de la puissance nominale. La puissance nominale ne peut être modifiée que dans les cas suivants : investissements supplémentaires</p> <ul style="list-style-type: none"> – destinés à accroître la puissance de l'installation et de nature à améliorer le rendement global de celle-ci (p. ex. mesures de retrofitting) ; – Désaffectation ou suppression définitives de composants de l'installation entraînant consciemment des pertes de puissance ; – fonctionnement durable (p. ex. pour toute la durée de vie résiduelle de l'installation) en dehors de la plage fixée dans les documents contractuels de livraison en raison de facteurs externes ou – exigences légales ou décret des autorités spécifiant que l'installation doit impérativement fonctionner à puissance réduite pendant toute sa durée de vie résiduelle bien qu'elle ne soit affectée par aucun problème technique. <p>Pour les installations de cogénération, la puissance nominale est la puissance électrique nominale.</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.3.7 Puissance maximale admissible	P_E	<p>La puissance maximale admissible (brute ou nette) d'une unité de production (cf. 3.1.1) correspond à la puissance permanente (cf. 4.3.8) atteinte dans des conditions normales de fonctionnement. Elle est limitée par le segment de l'installation le moins puissant (congestion), déterminée à l'aide de mesures et appliquée aux conditions normales de fonctionnement.</p> <p>En cas de variation prolongée (p. ex. modifications concernant des modules individuels ou liés au vieillissement), la puissance maximale admissible doit être déterminée en fonction des nouvelles conditions. La puissance maximale admissible peut s'écarter de la puissance nominale de $\pm \Delta P$ (cf. Figure 9. Elle n'est pas réduite par l'indisponibilité à court terme de certaines parties de l'installation. Dans le cas des installations de cogénération, la dernière phrase de la section 4.3.6 s'applique par analogie.</p>
4.3.7.1 Congestion		<p>Situation dans laquelle le critère de sécurité (n-1) n'est pas respecté ou le gestionnaire de réseau a de bonnes raisons de penser, au vu de toutes les annonces de programmes prévisionnel connues ou prévues, qu'une violation de ce critère est probable en l'absence d'un ajustement de la répartition due la production (dispatching).</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.3.7.2 Puissance réactive	Q	Puissance électrique nécessaire pour produire des champs magnétiques (p. ex. dans des moteurs ou des transformateurs) ou des champs électriques (p. ex. dans des condensateurs, des câbles, des lignes) qui ne fait pas partie de l'énergie utile. La puissance réactive réduit la capacité utile effective du réseau, ce qui cause des pertes.
4.3.7.3 Puissance apparente		La puissance apparente est la somme géométrique de la puissance active et réactive. Elle est utilisée lors de la détermination d'installations électriques.
4.3.8 Puissance permanente		<p>La puissance permanente d'une installation de production, de transport et de consommation est la puissance maximale développée des conditions de fonctionnement conformes à la destination de l'installation, sans limite de temps et sans nuire à la sûreté de fonctionnement.</p> <p>Note :</p> <p>La puissance permanente peut notamment varier d'une saison à l'autre (p. ex. en fonction des conditions de refroidissement).</p>
4.3.9 Puissance disponible	P _v	<p>Puissance pouvant être atteinte compte tenu des conditions opérationnelles et techniques de l'installation. La puissance disponible correspond à la somme de la puissance de fonctionnement (cf. 4.3.10) et de la puissance non injectée (cf. 4.3.11) ou à la différence entre la puissance nominale (cf. 4.3.6) et la puissance non disponible (cf. 4.3.13).</p> $P_v = P_B + P_{ng}$ $= P_N - P_{nv}$

Désignation	Symb.	Définition
4.3.10 Puissance de fonctionnement	P_B	Correspond à la puissance effectivement développée à un moment donné. Le point de travail d'une installation de conversion d'énergie correspond à la puissance active y compris celle des services fournis par le système, produite par le générateur et se situe entre la valeur minimum et la valeur maximum de la puissance technique.
4.3.10.1 Puissance excédentaire	$P_{\dot{U}}$	La puissance de fonctionnement est parfois supérieure à la puissance nominale, (p. ex. excédent lié à des conditions de refroidissement favorables). $P_{\dot{U}} = P_B - P_N$ pour $P_B \geq P_N$
4.3.11 Puissance non injectée	P_{ng}	La puissance non injectée d'une unité de production correspond à la composante de la puissance disponible (cf. 4.3.9) qui n'est pas exploitée. $P_{ng} = P_v - P_B$ La puissance non injectée comprend la puissance de réserve (cf. 4.3.12) et la puissance non injectable (cf. 4.3.24)
4.3.11.1 Puissance non injectable		$P_{ng} = P_R + P_{ns}$ (cf. Figure 6)
4.3.12 Puissance de réserve (marge de sécurité)	P_R	La puissance de réserve d'une unité de production correspond à la puissance injectable, mais qui n'est pas requise par le répartiteur de charge pour couvrir les besoins et n'est donc pas sollicitée.

Désignation	Symb.	Définition
4.3.13 Puissance non disponible	P_{nv}	<p>La puissance non disponible d'une unité de production correspond à la puissance qui ne peut pas être produite à un moment précis compte tenu de l'état technique et opérationnel de l'installation.</p> $P_{nv} = P_N - P_v \text{ pour } P_N \geq P_v$ <p>Note :</p> <p>La puissance non disponible comprend une composante programmée et une composante fortuite (cf. 4.3.13.1 ou 4.3.13.2).</p> $P_{nv} = P_{nv p} + P_{nv u}$
4.3.13.1 Puissance non disponible programmée	$P_{nv p}$	Correspond à la composante programme de la puissance non disponible, qui s'explique par des mesures prévues à l'avance.
4.3.13.2 Puissance non disponible fortuite	$P_{nv u}$	Correspond à la composante non programmée de la puissance non disponible à un moment précis, qui s'explique par des perturbations, des dommages ou d'autres événements. La puissance non disponible fortuite comprend à son tour une composante disponible et une composante non disponible (voir aussi 4.4.8 et 4.1.10, cf. partie B, cahier 3).
4.3.14 Puissance dispatchable	P_b	<p>La puissance dispatchable d'une unité de production est la somme de la puissance de fonctionnement et de la puissance de réserve.</p> $P_b = P_B + P_R$

Désignation	Symb.	Définition
4.3.15 Puissance non dispatchable	P_{nb}	<p>La puissance non dispatchable d'une unité de production est la somme de la puissance non disponible et non injectable.</p> $P_{nb} = P_{nv} + P_{ns}$
4.3.16 Seuil de puissance	P_U	<p>Le seuil de puissance d'une unité de production correspond au seuil en-deçà duquel la puissance ne doit pas tomber en mode de fonctionnement continu pour des raisons spécifiques à l'installation ou aux équipements mis en œuvre. Si le seuil de puissance ne se rapporte pas au mode de fonctionnement continu, mais à un intervalle réduit, il convient de le préciser.</p>
4.3.17 Puissance maximale / minimale	P_{max} P_{min}	<p>Correspond à la puissance maximale ou minimale produite et soutirée (p. ex. par une centrale, une EAE ou un système d'approvisionnement) pendant une période donnée. Il s'agit d'une valeur instantanée ou d'une valeur moyenne sur un intervalle de temps court, p. ex. un quart d'heure (voir également 4.3.18.4).</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.3.18 Puissance requis	P_L	<p>La puissance requise d'un système d'approvisionnement est la puissance nécessaire au sein de ce dernier pour maintenir l'équilibre entre les besoins et la couverture de ces besoins : somme des charges, des pertes de puissance qui lui sont imputables et des réserves de puissance (cf. 4.3.25, Figure 8).</p> <p>La puissance nécessaire du point de vue du partenaire qui soutire l'énergie électrique est identique à la réserve de puissance requise. Elle peut être représentée sous forme de courbe de progression de charge sur une période donnée, par exemple une journée (courbe de progression de charge journalière ou sous forme de monotone (cf. Figure 4 et Figure 6).</p> <p>Note :</p> <p>Selon la taille et la complexité du système d'approvisionnement, l'importance des termes de la somme de puissance requise est variable. Pour un client tarif, seule la charge compte, car conformément au contrat de fourniture, les pertes sur le réseau et la réserve de puissance sont mises à disposition par le fournisseur. Dans le cas d'une EAE, la puissance requise peut intégrer diverses composantes de puissance (puissance de charge, puissance dissipée et puissance de réserve) (cf. Figure 8).</p> <p>Les stations de Transfert d'Énergie par pompage (STEP) ont une particularité concernant la puissance requise des pompes de transfert. Compte tenu de leur taille et, dans une certaine mesure, de leur caractère interchangeable, la puissance requise pour ces équipements est généralement présentée séparément.</p>
4.3.18.1 Charge		Dans l'industrie électrique, la puissance utilisée est appelée charge.

Désignation	Symb.	Définition
4.3.18.2 Profils de charge		Le profil de charge décrit l'évolution de la puissance soutirée dans le temps sur une période donnée. La puissance absorbée par les gros consommateurs est mesurée par quart d'heure. Les autres consommateurs se voient attribuer un profil de charge standard suivant leurs caractéristiques de consommation.
4.3.18.3 Charge résiduelle		La charge résiduelle correspond à la différence entre la charge et l'apport non réglable (ou alors dans une moindre mesure) d'énergies renouvelables (p. ex. vent et soleil). La charge résiduelle positive est actuellement couverte avant tout par les centrales classiques, notamment par les centrales à réservoir et de réserve.

Désignation	Symb.	Définition
4.3.18.4 Charge maximale / charge minimale	P_{\max} P_{\min}	<p>Correspond à la valeur de charge maximale ou minimale pendant une période donnée (voir aussi 4.3.17).</p> <p>Les prévisions pour l'Allemagne tiennent compte de la charge maximale dans des conditions normales ainsi que de la charge maximale dans des circonstances exceptionnelles. La différence correspond à la réserve de puissance requise côté besoins (cf. 4.3.25.2). L'ENTSO-E décrit la différence entre la charge maximale (simultanée) mesurée tous les 3e mercredis du mois à 11h00 et la charge maximale mensuelle prévisionnelle (non simultanée) comme la « marge sur charge maximale ».</p> <p>Note :</p> <p>Dans les différents systèmes d'approvisionnement (p. ex. EAE), les charges maximales sont généralement observées à des moments variables. En additionnant les courbes de progression de charge correspondantes, on obtient l'heure et l'ampleur de la charge maximale simultanée de l'ensemble du système. Si les charges maximales additionnées ne sont pas simultanées, cela doit être précisé.</p>
4.3.19 Puissance des centrales du système d'approvision- nement		<p>La puissance des centrales d'un système d'approvisionnement correspond à la puissance totale de ses unités de production (parc de centrales).</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.3.19.1 Parc de centrales		<p>Les unités d'un parc de centrales se subdivisent en centrales fonctionnant en puissance de base, en puissance de semi base et en puissance de pointe, moyenne et de pointe, en fonction de leurs caractéristiques d'exploitation et de leur structure de coûts. Selon la structure temporelle de l'offre énergétique ou d'autres spécificités, il existe par ailleurs des variantes mixtes (p. ex. centrales éoliennes, marémotrices, solaires, géothermiques, à piles à combustibles et installations de cogénération).</p> <p>Compte tenu de l'évolution variable du profil de charge d'un jour, d'une semaine et d'une année sur l'autre (courbe de progression de charge, cf. Figure 7, p.125), la planification des investissements et des affectations (répartition de charge) de l'EAE implique des optimisations. Il s'agit de faire en sorte que la puissance requise soit couverte par les différentes unités de production dans la durée, l'objectif étant que la fonction visée d'approvisionnement en électricité puisse être assurée au mieux - durablement, de façon fiable, en maîtrisant les coûts, en préservant l'environnement et les ressources et en respectant l'équilibre régional. Dans la pratique, la planification idéale est entravée par des circonstances historiques, par les directives politiques en matière d'énergie ainsi que par les conditions concurrentielles du marché.</p>
4.3.19.2 Types de centrale		<p>La part individuelle des besoins à couvrir par les différentes unités de production est déterminée en fonction de leurs caractéristiques spécifiques, conformément aux objectifs optimums à court, à moyen et à long terme dans le programme prévisionnel du système. Dans le cadre de la planification des investissements, on distingue généralement les types de centrale suivants (cf. 4.3.19.3 à 4.3.19.8).</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.3.19.3 Puissance de base	P_G	Correspond à la composante de la puissance maximale admissible nette d'un parc de centrales qui, compte tenu de sa structure de coût (faible coût du travail notamment), doit être utilisée en priorité du point de vue de l'offre énergétique, de la détermination technique (planification des investissements) et au regard des paramètres liés au prix du combustible. Il en résulte une durée d'utilisation élevée (cf. 4.4.14).
4.3.19.4 Centrales à puissance de base		Exemples : centrales au fil de l'eau, centrales au lignite et centrales nucléaires.
4.3.19.5 Puissance moyenne ou de semi base	P_M	Correspond à la composante de la puissance maximale admissible nette d'un parc de centrales destinée à un fonctionnement avec variation de charge fréquente ainsi qu'à des démarrages et arrêts quotidiens. Compte tenu de sa structure de coût (coût du travail moyen), elle n'est pas à utiliser en priorité du point de vue de la détermination technique (planification des investissements) et au regard des paramètres liés au prix du combustible (faible coût énergétique notamment). Il en résulte une durée d'utilisation moyenne.
4.3.19.6 Centrales à puissance moyenne ou de semi base		Exemples : centrales à charbon, à fuel et à gaz.

Désignation	Symb.	Définition
4.3.19.7 Puissance de pointe	P_S	Correspond à la composante de la puissance maximale admissible nette d'un parc de centrales qui, du point de vue de la détermination technique (planification des investissements), permet de réaliser plusieurs démarrages par jour, des temps de démarrage courts et des variations de puissance rapides. Néanmoins, compte tenu de son pouvoir énergétique souvent limité et de sa structure de coût (coût du travail élevé), elle ne doit être utilisée qu'à titre exceptionnel dans des cas adaptés à ses caractéristiques d'exploitation particulières. Il en résulte une durée d'utilisation peu élevée.
4.3.19.8 Centrales à puissance de pointe		Turbines à gaz, stations de Transfert d'Énergie par pompage (STEP) et certaines centrales à réservoir.
4.3.19.9 Plage de charge		<p>L'évolution des courbes de progression de charge conduit à distinguer différentes plages de charge sans que celles-ci ne puissent toutefois être clairement délimitées.</p> <p>La part la plus constante de la charge est considérée comme la plage de charge de base.</p> <p>La plage de charge de pointe se caractérise par un profil de charge qui dépasse de façon notable le niveau de charge préalable et suivant pendant un intervalle assez court. Il peut s'agir d'une heure ou de plusieurs heures. La plage de charge de pointe peut être atteinte plusieurs fois sur une journée à des degrés différents.</p> <p>La plage de charge comprise entre les plages de charge de base et de pointe est appelée plage de charge moyenne ou de semi base.</p> <p>Pour des informations sur les corrélations entre les plages, cf. Figure 6.</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.3.20 Puissance mobilisée		Correspond à la puissance totale mobilisée (puissance des centrales et puissance soutirée) pour couvrir la charge. Ceci est réalisé par le répartiteur de charge de façon à réduire au minimum les coûts, en fonction des conditions en présence et en exploitant toutes les possibilités d'ordonnancement (cf. aussi 4.3.19).
4.3.21 Puissance soutirée	P_{Bzg}	La puissance soutirée d'un système d'approvisionnement correspond à la puissance provenant d'une source externe à sa zone de délimitation (mise à disposition par des EAE étrangères ou nationales, des installations autoproductrices, [cf. 1.8] ou autres). On distingue la puissance soutirée à des fins d'approvisionnement de la puissance soutirée pour compensation en nature (cf. Figure 8).
4.3.21.1 Puissance sûre		<p>Correspond à la part variable de la puissance soutirée injectée dans un système considérée dans la planification comme équivalente à une puissance correspondante du propre parc de centrales du système en termes de contribution à la fiabilité de la couverture des besoins.</p> <p>Note :</p> <p>Ce terme rend compte du fait que l'électricité injectée sur le réseau ou dans le système d'approvisionnement par des installations autoproductrices (souvent issue de procédés de cogénération) est très variable, sans que le soutireur ne puisse agir sur celle-ci. Afin de ne pas nuire à la fiabilité de l'approvisionnement, ce dernier peut éventuellement intégrer ce paramètre dans sa planification de la couverture des besoins.</p>

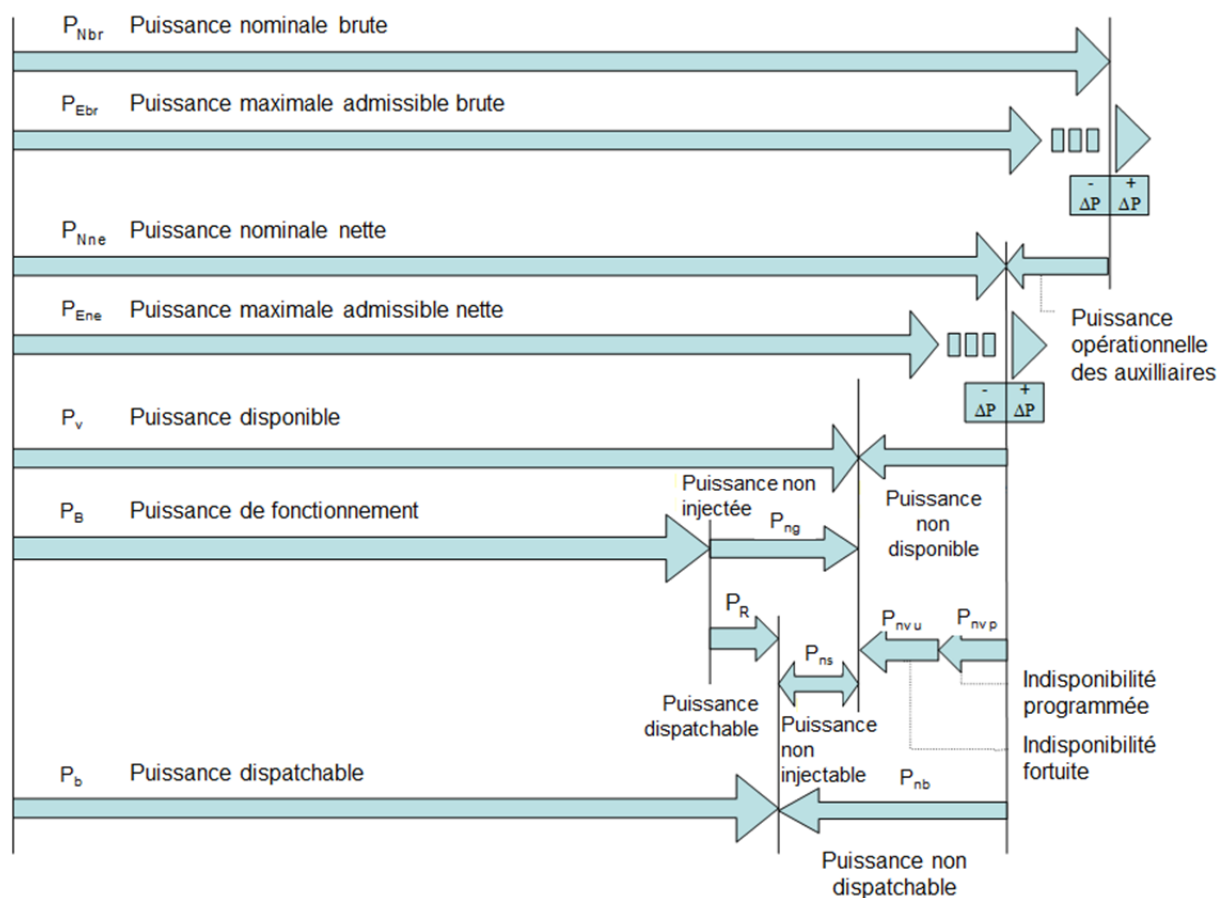
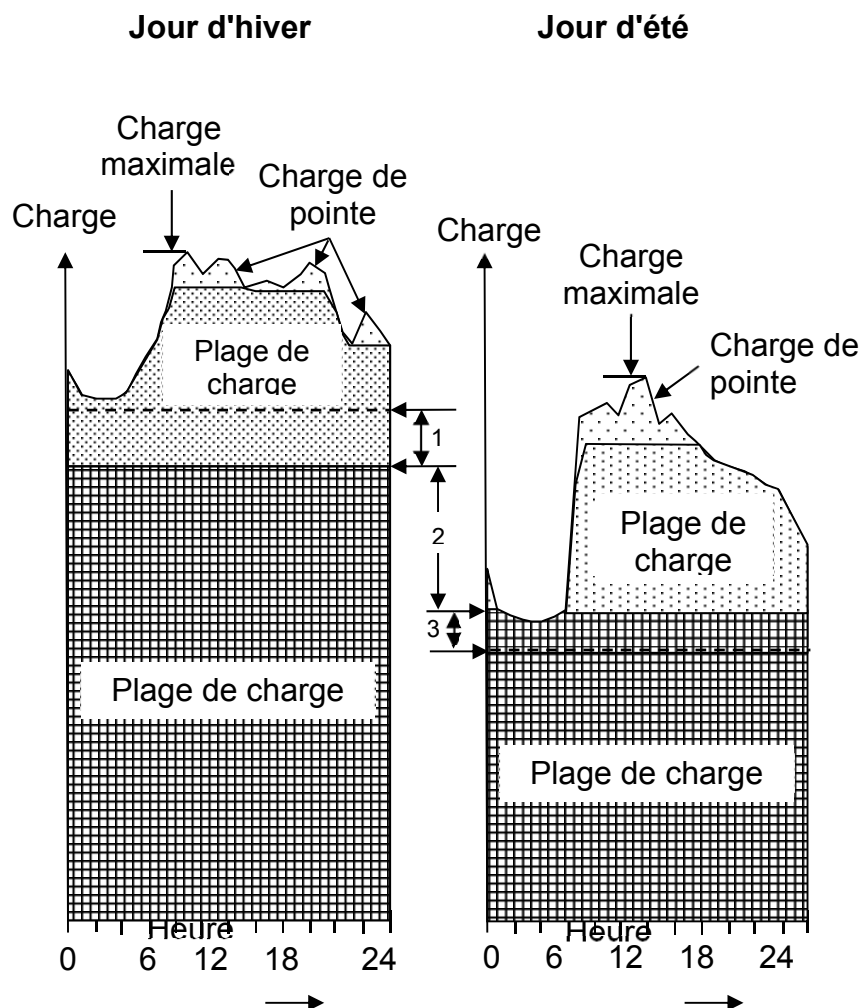


Figure 5 : Schéma de présentation des paramètres de puissance d'une unité de production



1. Dans cette plage, la charge n'est constante sur 24 heures que lors des jours ouvrés types d'hiver. Cette plage de charge est couverte par des centrales à puissance moyenne, sauf si le recours à des centrales à puissance de base se révèle plus économique - en dépit d'une faible utilisation à l'année.
2. Cette plage de charge est couverte par des centrales à puissance moyenne durant la révision des centrales à puissance de base – qui a généralement lieu pendant la période estivale.
3. Dans cette plage de charge, les centrales à puissance de base disponibles tournent à une puissance supérieure à celle normalement réduite en fonction de la charge - notamment pendant les nuits d'été - pour permettre aux centrales à puissance moyenne de respecter le seuil de puissance défini.

Figure 6 : Courbes de progression journalières de la charge d'un système d'approvisionnement en électricité avec schéma de principe des plages de charge pour un jour ouvré type en hiver et en été

Désignation	Symb.	Définition
4.3.22 Puissance fournie		De façon générale, la puissance fournie est – par analogie avec la puissance soutirée – la puissance développée par un système d’approvisionnement pour couvrir un besoin.
4.3.22.1 Puissance fournie à l’extérieur du système	P_{LL}	La puissance fournie à l’extérieur du système correspond à la puissance d’un système d’approvisionnement mise à disposition pour couvrir des besoins à l’extérieur de sa zone de délimitation. Les aspects liés à la fiabilité de la puissance fournie et soutirée doivent être pris en compte (puissance garantie/non garantie) pour l’élaboration des bilans de puissance.
4.3.23 Puissance totale mise à disposition	P_{KB}	Correspond à la puissance soutirée et à la puissance des centrales du système d’approvisionnement. Elle englobe la puissance maximale admissible nette totale des unités de production, y compris les parts contractuelles provenant de centrales communautaires et les puissances soutirées.
4.3.23.1 Puissance totale mise à disposition du marché intérieur		La puissance totale mise à disposition du marché intérieur (p. ex. en Allemagne : approvisionnement général en électricité, hors consommation de l’industrie et des chemins de fer) est minorée de la puissance fournie (cf. 4.3.22) à l’étranger.
4.3.24 Puissance non injectable	P_{ns}	La puissance non injectable d’une unité de production est la part de la puissance disponible (cf. 4.3.9) qui ne peut être mobilisée du fait de facteurs externes, c’est-à-dire dont l’origine est extérieure à l’installation.

Désignation	Symb.	Définition
		<p>Dans le bilan de puissance d'un système d'approvisionnement, la puissance non injectable correspond à la part de la puissance totale mise à disposition par le système (puissance des centrales et puissance soutirée) qui ne peut être mobilisée à un moment de référence donné (charge maximale, p. ex.) pour couvrir la charge, ce uniquement pour les raisons suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Apports en eau insuffisants en moyenne pluriannuelle suivant les caractéristiques hydrauliques ayant servi de base à la détermination de la puissance maximale admissible ou pertes liées à la hauteur de chute (crue, p. ex.) – Absence de vent (cf. apports en eau) – Absence d'ensoleillement (cf. apports en eau) – Facteurs météorologiques ayant une incidence sur le processus thermodynamique des centrales thermiques (pression d'air pour les turbines à gaz, p. ex.) – Contenu du réservoir insuffisant pour un fonctionnement de la centrale à pleine puissance sur l'ensemble de la plage de charge élevée – Prolongation du cycle dans les centrales nucléaires (stretch-out) destiné à augmenter l'utilisation du combustible – Qualité du combustible non conforme à la détermination (p. ex. charbon avec pouvoir calorifique inférieur trop faible) – Interruption de l'approvisionnement en gaz – Congestions sur le réseau – Révision à la baisse des puissances électriques d'installations à plusieurs finalités pour d'autres finalités

Désignation	Symb.	Définition
		<ul style="list-style-type: none"> – Retards dans la mise en service industriel de nouvelles installations de production – Phase de commissionnement et essais de mise en service des installations de production, la puissance de fonctionnement étant prescrite par le programme d'essai – Directives ou absence d'autorisation de fonctionnement (p. ex. pour des raisons liées à la protection de l'environnement), déclassement de la puissance des installations de production lié au passage impératif d'un système de refroidissement en circuit ouvert à un fonctionnement avec tour de refroidissement, absence d'eau de refroidissement ou température trop élevée de l'eau de refroidissement – Conservation des installations de production : la condition pour une reprise durable de l'exploitation – Grève et cas de force majeure.
4.3.25 Puissance injectable		<p>La puissance injectable d'une unité de production correspond à la composante de la puissance disponible (cf. 4.3.9) injectée pour obtenir la charge requise.</p> <p>Note :</p> <p>Cette valeur est généralement identique à la puissance dispatchable (cf. 4.3.14).</p>
4.3.25.1 Puissance totale injectable		<p>Dans le bilan de puissance d'un système d'approvisionnement, la puissance totale injectable désigne la part de la puissance totale mise à disposition (centrales et soutirage) qui reste mobilisable pour couvrir la puissance requise après déduction de la puissance fournie à l'extérieur du système (cf. 4.3.22) et de la puissance non injectable (cf. 4.3.25).</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.3.25.2 Réserve de puissance	P_r	<p>La réserve de puissance est destinée à compenser les écarts dans le bilan de puissance (cf. 4.3.29) entre les valeurs théoriques et réelles ou à couvrir des besoins concrets prévisibles.</p> <p>Une réserve de puissance est nécessaire :</p> <p>côté besoins, lorsque la puissance requise (cf. 4.3.18) est supérieure aux prévisions suite à des intempéries, en raison de la conjoncture économique, de facteurs spéciaux affectant les besoins ou d'une modification de la structure des consommateurs,</p> <p>côté couverture, lorsque la puissance disponible des centrales est inférieure aux prévisions, notamment suite à des intempéries (apports en eau insuffisants, inférieurs à la moyenne pluriannuelle, cf. 4.3.24), à des défaillances et à des révisions de tranches non programmées, à des problèmes de pollution atmosphérique (p. ex. smog) à une puissance de soutirage insuffisante et à des révisions programmées. La réserve de puissance est nécessaire lorsque le déclassement de puissance total est supérieur à la marge disponible pour l'année.</p> <p>Une réserve est également requise pour assurer le maintien de la puissance de réglage (cf. 3.2) visant à garantir un fonctionnement sûr du réseau interconnecté (p. ex. en cas de défaillance spontanée de grandes unités de production). Cette puissance ne doit pas être mobilisée pour la couverture normale de la charge.</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.3.25.3 Marge		Dans le bilan de puissance d'un système, la marge correspond aux variations positives à certaines périodes par rapport à la période de référence (généralement charge maximale) retenue pour la planification, liées notamment à une baisse de la charge suite à une augmentation des apports en eau et en vent et à un ensoleillement accru.
4.3.26 Réserve de puissance requise	P_{re}	La réserve de puissance requise est une valeur prévisionnelle. Elle correspond à la puissance minimale qui doit être disponible au-delà de la charge prévisionnelle pour pouvoir maintenir le niveau de fiabilité de l'approvisionnement considéré comme impératif (cf. 3.12).
4.3.26.1 Réserve de puissance requise côté besoins	$P_{re B}$	Il convient de tenir compte également de la structure de la réserve de puissance par types de centrales (cf. 4.3.19) ainsi que de l'étendue et du type de système d'approvisionnement (courbes de progression de charge, parc de centrales, puissances soutirées). La réserve de puissance requise peut être scindée en deux et répartie des deux côtés du bilan (besoins et couverture des besoins, cf. Figure 7).
4.3.26.2 Réserve de puissance requise côté couverture	$P_{re D}$	
4.3.27 Puissance garantie	P_C	La puissance garantie d'un système d'approvisionnement correspond à la part restante de la puissance totale mise à disposition (cf. 4.3.22) après déduction de la puissance fournie à l'extérieur du système (cf. 4.3.23), de la puissance non injectable (cf. 4.3.26) et de la réserve de puissance requise côté couverture (cf. 4.3.23), voir Figure 7. $P_C = P_{KB} - P_{LL} - P_{ns} - P_{re D}$ <p>Pour des informations sur la puissance garantie des centrales hydrauliques, se reporter à la partie 3.</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.3.28 Pertes de puissance sur le réseau	$P_{\text{ÜV}}$	<p>Les pertes de puissance surviennent dans les systèmes de transport et de distribution. Dans le bilan de puissance, elles correspondent à la différence entre la puissance requise pour la fourniture d'électricité (utile) et pour les compensations en nature (cf. 4.1.24 et Figure 7).</p> <p>Note :</p> <p>Les pertes de puissance sur le réseau sont comprises dans la charge maximale du système d'approvisionnement, qui coïncide généralement avec la puissance totale nette des unités de production et du soutirage. Si tel n'est pas le cas, il convient de le préciser.</p>
4.3.29 Puissance non affectée	P_F	<p>La puissance non affectée correspond à la part restante de la puissance totale mise à disposition d'un système d'approvisionnement (cf. 4.3.22) après déduction de la puissance fournie à l'extérieur du système (cf. 4.3.24), de la puissance non injectable (cf. 4.3.18.4), de la charge (charge maximale) dans des conditions normales de fonctionnement (cf. 4.3.26) et de la réserve de puissance totale requise (cf. 4.3.23). Cette valeur (solde de puissance) est généralement établie lors du pic de charge annuel. Quand la valeur P_F est négative, on parle de déficit de puissance.</p>
4.3.29.1 Solde de puissance		$P_F = P_{\text{KB}} - P_{\text{LL}} - P_{\text{ns}} - P_{\text{max}} - P_{\text{re}}$
4.3.29.2 Déficit de puissance		Voir Figure 8 et Figure 9.

Désignation	Symb.	Définition
		<p>Note :</p> <p>En théorie (cas d'une planification idéale), le bilan de puissance est équilibré, autrement dit il n'y a pas de puissance non affectée et la puissance totale injectable est équivalente à la puissance totale requise. Dans la pratique, c'est rarement le cas : compte tenu des prévisions et de la standardisation des centrales, toutes les capacités ne sont pas exploitées.</p>
4.3.30 Bilan de puissance		<p>Le bilan de puissance (cf. Figure 8) est la présentation structurée de la puissance requise d'un système d'approvisionnement et des possibilités de couverture correspondantes à une date de référence. En déduisant de la puissance totale mise à disposition (centrales et soutirage, cf. 4.3.23) les puissances requises (charge maximale, réserves, restrictions d'utilisation), on obtient le solde de puissance (puissance non affectée ou déficit, cf. 4.3.29) qui caractérise la situation en termes de couverture des besoins.</p>
4.3.31 Puissance garantie		<p>La puissance garantie d'une installation de conversion d'énergie correspond à la puissance stockée par l'exploitant dans une de ses installations de conversion d'énergie afin de compenser les variations de puissance du programme prévisionnel et de garantir les services fournis par le système. La puissance garantie ne fait pas partie de la « puissance libre » d'une installation de conversion d'énergie. Elle doit être disponible à tout moment et est ainsi considérée en tant que réserve de puissance physique de l'installation de conversion d'énergie.</p>
4.3.32 Vitesse de variation de charge		<p>La vitesse de variation de charge indique la variation de puissance maximale par unité de temps lors d'un fonctionnement sans défaillance.</p>
4.3.33 Quota LI		<p>Le quota de la maintenance en cours (quota LI) se compose de différents éléments de la maintenance d'une installation de conversion d'énergie, comme p. ex. l'entretien, le dépannage et le nettoyage.</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.3.34 Plage de puissance supplémentaire		La plage de puissance supplémentaire correspond à la plage de puissance d'une installation de conversion d'énergie de la puissance maximale admissible resp. de la puissance nominale mobile jusqu'à la puissance maximale non mobile en continu.
4.3.35 Puissance supplémentaire, brève		La puissance supplémentaire brève d'une installation de conversion d'énergie est une puissance autorisée, supérieure à la puissance nominale, à laquelle l'installation de conversion d'énergie peut brièvement fonctionner. Elle résulte p. ex. de la suppression de l'étranglement de l'installation de conversion d'énergie visant à la mise à disposition des énergies de réglage à partir de la capacité de stockage de la chaudière.
4.3.36 Puissance supplémentaire, continue		La puissance supplémentaire continue d'une installation de conversion d'énergie est une puissance autorisée, supérieure à la puissance nominale, à laquelle l'installation de conversion d'énergie peut fonctionner à long terme. Elle résulte p. ex. de l'arrêt des réchauffeurs en même temps que la réduction de la valeur de rendement dans le but d'augmenter la puissance nominale.

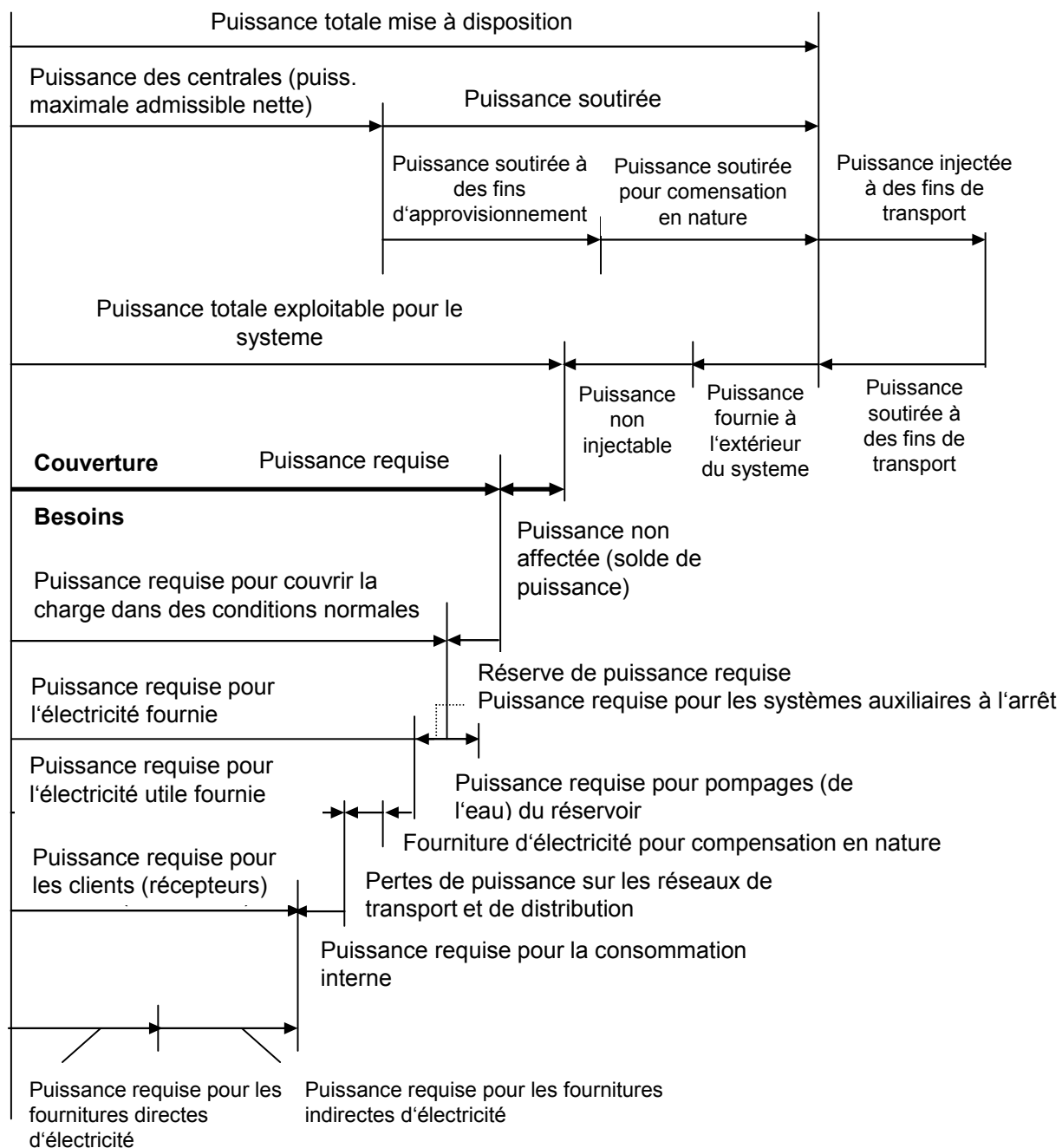


Figure 7 : Schéma descriptif des paramètres de puissance d'un système d'approvisionnement (EAE p. ex.)

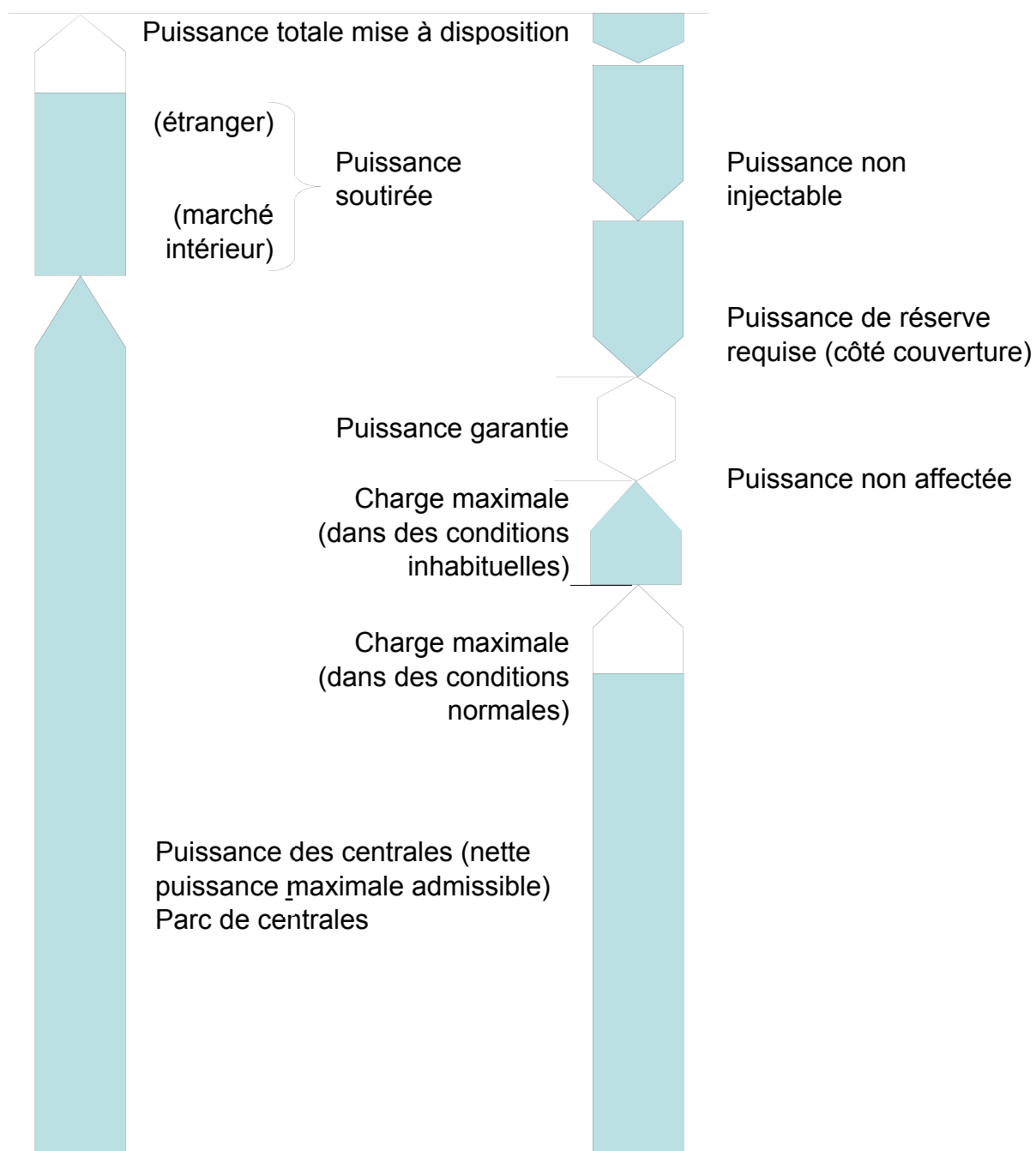
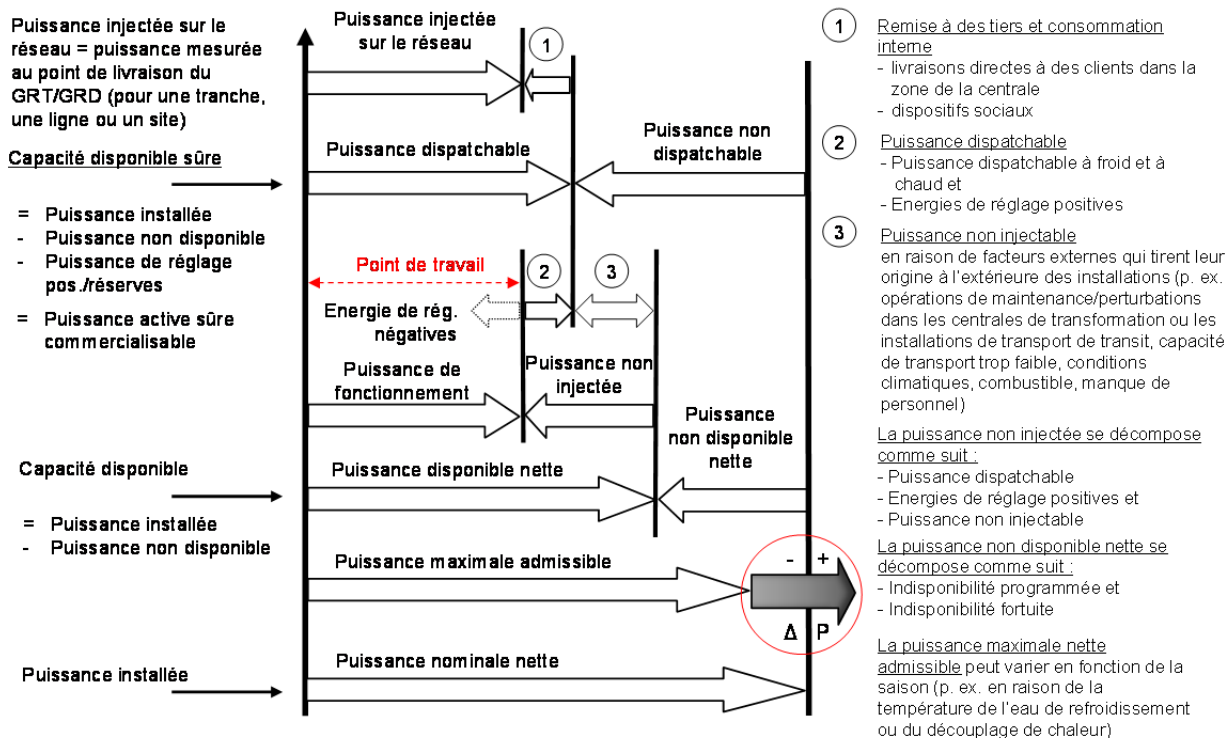


Figure 8 : Bilan de puissance d'un système d'approvisionnement, exemple des prévisions pour l'Allemagne (heure de charge maximale)



La **puissance nominale** d'une installation correspond à la puissance continue maximale qui peut être développée dans des conditions nominales de fonctionnement. Elle est atteinte par l'installation au point de remise.

Figure 9 : Paramètres de puissance (point de vue de la commercialisation d'électricité)

4.4 Paramètres de temps

Dans le présent document, les paramètres de temps concernent généralement non seulement des moments précis (date, p. ex.), mais aussi des intervalles spécifiques, parfois eux-mêmes constitués de plusieurs intervalles partiels, qui ne sont pas nécessairement successifs. Les différents intervalles de temps examinés doivent être clairement identifiés. Le schéma descriptif des paramètres de temps offre une vue d'ensemble de ces dernières (cf. Figure 11).

Désignation	Symb.	Définition
4.4.1 Temps	t	Intervalle indiquant la durée d'une procédure.
4.4.2 Temps nominal	t _N	Correspond à l'ensemble de la période sous revue sans interruption (temps calendaire, p. ex. jour, mois, trimestre, année)
4.4.3 Temps de disponibilité	t _v	Correspond à l'intervalle durant lequel l'installation convertit ou transporte de l'énergie (ou est capable d'en convertir ou d'en transporter), indépendamment du niveau de puissance atteignable. Il s'agit de la différence entre le temps nominal et le temps d'indisponibilité. $t_v = t_N - t_{nv}$
4.4.4 Temps de fonctionnement	t _B	Correspond à l'intervalle durant lequel une installation convertit ou transporte de l'énergie. Le temps de fonctionnement commence et se termine, respectivement, avec la connexion et la coupure de l'installation ou du segment au / du réseau. Les temps de mise en marche et de mise à l'arrêt de l'installation sans débit d'énergie utile ne font pas partie du temps de fonctionnement.
4.4.5 Temps de réserve (marge de sécurité)	t _R	Correspond à l'intervalle durant lequel une (partie de) installation est opérationnelle, mais pas en service. Note : Dans cette phase de standby, l'installation doit pouvoir être mise en marche conformément aux directives du constructeur ou de l'exploitant. Les temps de mise en marche et de mise à l'arrêt font ici partie intégrante des temps de réserve (voir aussi 4.4.8).
4.4.6 Durée d'utilisation minimum		La durée minimum durant laquelle l'installation de conversion d'énergie doit fonctionner après le démarrage (généralement pour des raisons économiques).

Désignation	Symb.	Définition
4.4.7 Temps disponible non exploité	t_{ng}	Correspond à l'intervalle durant lequel (une partie de) l'installation est disponible, mais non exploitée et/ou non exploitable en raison de facteurs externes. $t_{ng} = t_v - t_B$ $t_{ng} = t_R + t_{ns}$
4.4.8 Temps d'indisponibilité	t_{nv}	Le temps d'indisponibilité correspond à l'intervalle pendant lequel une installation ou une partie de celle-ci ne peut fonctionner suite à un problème technique interne ou autre événement interne non influencé directement par le management du site. $t_{nv} = t_N - t_v$
4.4.8.1 Temps d'indisponibilité programmée	$t_{nv p}$	Le temps d'indisponibilité comprend une composante programmée et une composante fortuite. Cette dernière, à son tour, se compose d'une part disponible et d'une part non disponible (à l'instar de 4.1.10 et de 4.3.13).
4.4.8.2 Temps d'indisponibilité fortuite	$t_{nv u}$	$t_{nv} = t_{nv p} + t_{nv u}$
4.4.9 Temps disponible non exploitable (facteurs externes)	t_{ns}	Correspond à l'intervalle durant lequel une installation ou une partie de celle-ci ne peut être exploitée en raison de facteurs externes, bien qu'elle soit opérationnelle. (Pour des informations sur les causes possibles de cet état de fait, cf. 4.3.24.)

Désignation	Symb.	Définition
4.4.10 Non-dispatchabilité en temps	t_{nb}	<p>La non-dispatchabilité en temps résulte de la somme du temps d'indisponibilité (cf. 4.4.8) et du temps non exploitable (cf. 4.4.9).</p> $t_{nb} = t_{nv} - t_{ns}$
4.4.11 Temps de mesure	t_M	Correspond à l'intervalle permettant de convertir l'énergie (diviseur) en valeur moyenne de puissance. Un temps de mesure d'une heure est courant (cf. 4.3.1).
4.4.12 Temps d'accès	t_z	Correspond à l'intervalle entre l'apparition d'un besoin ou l'émission d'une requête de puissance par le répartiteur de charge et l'arrivée à pleine puissance (ou à la réserve de puissance) (cf. 4.3.25.2).
4.4.13 Temps d'utilisation	t_{ben}	<p>De façon générale, le temps d'utilisation correspond au quotient de l'énergie produite pendant un intervalle défini par une puissance donnée pendant ce même intervalle. La puissance maximale et la puissance contractuelle entrent souvent dans le calcul de cette valeur.</p> $t_{ben} = \frac{W}{P}$

Désignation	Symb.	Définition
4.4.13.1 Taux d'utilisation	g_{ben}	<p>Le taux d'utilisation est une grandeur apparentée au temps d'utilisation. Également appelé taux de charge, il correspond au quotient du temps d'utilisation d'une puissance donnée par un intervalle défini.</p> $g_{ben} = \frac{t_{ben}}{t}$ <p>Note :</p> <p>En cas d'utilisation de ce terme, il convient de préciser le type de puissance et l'intervalle exact de soutirage (p. ex. puissance prélevée, heures pleines)</p>
4.4.14 Durée d'utilisation	t_a	<p>La durée d'utilisation d'une unité de production ou d'une installation est une variante spéciale du temps d'utilisation. Il s'agit du quotient de l'énergie produite pendant un intervalle donné par une puissance caractéristique de l'installation.</p> <p>On distingue plus spécifiquement la durée d'utilisation</p>
4.4.14.1 Durée d'utilisation de la puissance maximale admissible	t_{aE}	<p>de la puissance maximale admissible</p> $t_{aE} = \frac{W_B}{P_E}$

Désignation	Symb.	Définition
4.4.14.2 Durée d'utilisation de la puissance nominale	t_{aN}	<p>et de la puissance nominale</p> $t_{aN} = \frac{W_B}{P_N}$ <p>Note :</p> <p>Le taux de production (valeur exprimée en pourcentage, cf. 4.5.2) est proche de la durée d'utilisation de par son contenu.</p> <p>Le calcul de la durée d'utilisation tient compte de l'énergie excédentaire, contrairement à celui des disponibilités (cf. 4.1.8.1).</p>
4.4.15 Heure d'ouverture de la Bourse		<p>La Bourse énergétique allemande (EEX) distingue les tranches horaires suivantes :</p>

Désignation de la tranche	Plages horaires de fourniture
EEX-Night	Plage horaire 1–6 (00h00 – 06h00)
EEX-Morning	Plage horaire 7–10 (06h00 – 10h00)
Business	Plage horaire 9–16 (08h00 – 16h00)
EEX-High-Noon	Plage horaire 11–14 (10h00 – 14h00)
EEX-Afternoon	Plage horaire 15–18 (14h00 – 18h00)
EEX-Rush-Hour	Plage horaire 17–20 (16h00 – 20h00)
EEX-Evening	Plage horaire 19–24 (18h00 – 24h00)
Baseload (Base)	Plage horaire 1–24 (00h00 – 24h00)
Peakload (Pointe) [du lundi au vendredi]	Plage horaire 9–20 (08h00 – 20h00)
Off peak load (Hors pointe)	Plage horaire 1–8 (00h00 – 08h00 et 21–24 et 20h00 – 00h00)

Figure 10 : Schéma descriptif des paramètres de temps

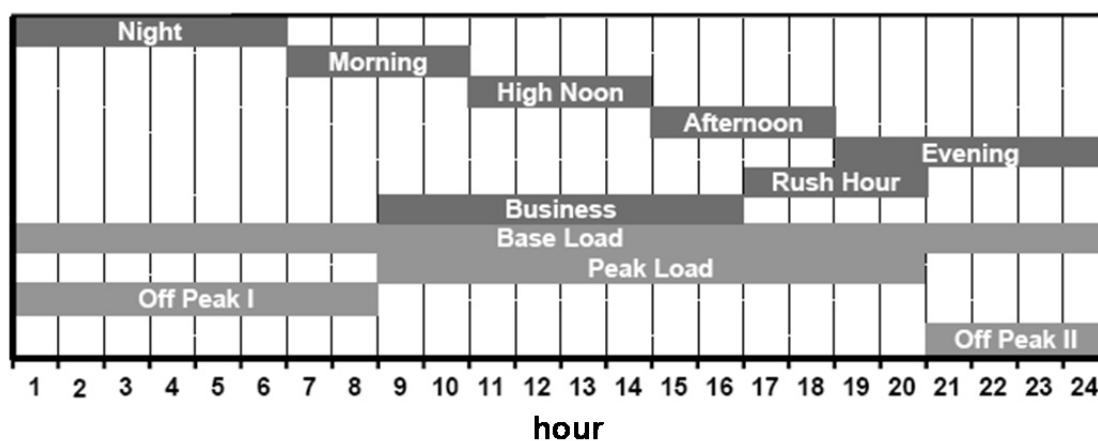


Figure 11 : Schéma descriptif des paramètres de temps

4.5 Utilisation et disponibilités

Les indicateurs d'utilisation et de disponibilité des installations ou de segments d'installation électriques sont des grandeurs rapportées sans dimension. Il importe donc d'indiquer systématiquement la valeur de référence, notamment lorsque, pour des raisons spécifiques, il ne s'agit pas du temps calendaire ni de la puissance nominale. L'indication doit être la plus claire possible (p. ex. : rapporté à la plage horaire de pointe, qui s'étend de 6 à 21 heures les jours ouvrés).

Pour plus d'informations et des renseignements pratiques, se reporter à la norme VGB intitulée « Termes fondamentaux et nomenclature concernant la disponibilité des tranches thermiques ». Les informations contenues dans ce document s'appliquent également par analogie aux systèmes de transport et récepteurs.

Désignation	Symb.	Définition
4.5.1 Utilisation du temps de référence	n_t	<p>L'utilisation du temps de référence correspond au quotient du temps de fonctionnement d'une d'installation par le temps nominal de référence (temps calendaire).</p> $n_t = \frac{t_B}{t_N}$
4.5.2 Taux de production	n_w	<p>Le taux de production est le quotient de la production d'électricité d'une installation (énergie produite) par son énergie nominale. Il peut également s'agir du quotient de la durée d'utilisation (cf. 4.4.14) par le temps nominal.</p> $n_w = \frac{W_B}{W_N} = \frac{t_{aN}}{t_N}$ <p>Note :</p> <p>Le taux de production peut inclure l'énergie éventuellement excédentaire. Un taux de production supérieur à 100 % est ainsi envisageable (ce qui est impossible pour la disponibilité en énergie cf. 4.5.4).</p>
4.5.3 Disponibilité en temps	k_t	<p>La disponibilité en temps est le quotient du temps disponible d'une installation (cf. 4.4.3) par le temps nominal.</p> $k_t = \frac{t_v}{t_N}$

Désignation	Symb.	Définition
4.5.4 Disponibilité en énergie	k_W	<p>La disponibilité en énergie est le quotient de l'énergie disponible d'une installation par l'énergie nominale.</p> $k_W = \frac{W_v}{W_N}$ <p>Note :</p> <p>À la différence du taux de production, la disponibilité en énergie ne peut pas être supérieure à 100 %.</p>
4.5.5 Taux de défaillance en temps	p_t	<p>Le taux de défaillance en temps est le quotient du temps d'indisponibilité fortuite (cf. 4.4.8.2) d'une installation par la somme des temps de fonctionnement (cf. 4.4.4) et d'indisponibilité fortuite.</p> $p_t = \frac{t_{nvu}}{t_B + t_{nvu}}$
4.5.6 Taux de défaillance en énergie	p_W	<p>Le taux de défaillance en énergie est le quotient de l'énergie indisponible fortuite (cf. 4.1.10.2) d'une installation par la somme de l'énergie produite (cf. 4.1.4) et de l'énergie indisponible fortuite.</p> $p_W = \frac{W_{nvu}}{W_B + W_{nvu}}$

Désignation	Symb.	Définition
4.5.7 Rapport de puissance (rapport de charge)	m_o	<p>Le rapport de puissance (rapport de charge) correspond au quotient de la puissance (charge) minimale par la puissance (charge) maximale pendant un intervalle donné (p. ex. puissance des centrales, réserve de puissance utilisée, charge d'une EAE ou d'un système d'approvisionnement sur un mois).</p> $m_o = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}$
4.5.8 Degré de simultanéité	g_g	<p>Le degré de simultanéité correspond au quotient de la puissance (charge) maximale totale simultanée d'un certain nombre d'installations de production ou de récepteurs par la somme des puissances (charges) individuelles (généralement non simultanées) de ces mêmes installations sur la même période.</p> $g_g = \frac{P_{\min}}{\sum P_{i \max}}$

4.6 Rendement et consommation de chaleur

Désignation	Symb.	Définition
4.6.1 Rendement	η	<p>Le rendement d'un processus de conversion d'énergie est une valeur instantanée correspondant au quotient de l'énergie utile totale de sortie (énergies cibles) par l'énergie totale d'entrée. Dans la pratique, le rendement est généralement saisi à un état quasi-stationnaire pendant un temps de mesure (défini) (cf. 4.4.11).</p> <p>Le rendement peut être exprimé en brut ou en net.</p>
4.6.1.1 Rendement d'une unité de production	η	<p>Le rendement d'une unité de production (cf. 3.1) est le quotient de la production d'électricité (énergie produite) par l'énergie simultanément amenée par des moyens techniques ou prélevée dans la nature.</p> $\eta = \frac{W_B}{W_E}$
4.6.1.2 Rendement global		Désigne le rendement d'un système global composé de plusieurs sous-systèmes, dont les rendements sont généralement établis individuellement. Le rendement global est le produit des rendements de différents sous-systèmes.
4.6.1.3 Rendement d'une centrale thermique	η	Le rendement d'une centrale à combustible fossile ou renouvelable (bois, p. ex.), géothermique ou nucléaire est le quotient de l'électricité produite par la teneur en énergie du combustible ou de la géothermie simultanément mobilisée (cf. 4.6.10).

Désignation	Symb.	Définition
4.6.1.4 Rendement thermique / rendement du processus		<p>Le rendement thermique correspond au rapport entre la puissance thermique acquise sur le flux thermique entrant de la centrale, sachant que :</p> $\eta_{th} = \frac{P_{th}}{\dot{Q}}$ <p>η_{th} est le rendement thermique, P_{th} la puissance thermique acquise et \dot{Q} le flux thermique entrant.</p> <p>Le rendement thermique sert à apprécier l'efficacité du processus, ce qui explique qu'on l'appelle également « rendement du processus ».</p>
4.6.1.5 Rendement d'une centrale éolienne	η	<p>Le rendement d'une centrale éolienne est le quotient de sa production d'électricité et de l'énergie cinétique de l'air simultanément fournie à la centrale, rapportées à la surface totale du rotor. η</p> $\eta = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot W_B}{1/2 \cdot \rho \cdot F \cdot v^3 \cdot t_M}$ <p>Sachant que :</p> <p>W_B Production d'électricité en kWh</p> <p>ρ Densité de l'air en t/m^3</p> <p>F Surface du rotor en m^2</p> <p>Vitesse du vent sans entrave (avant le rotor) en m/s</p> <p>Temps de mesure en s</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.6.1.6 Rendement d'une centrale solaire	η	<p>Le rendement d'une centrale solaire est le quotient de sa production d'électricité et de l'énergie solaire simultanément fournie à la centrale, rapportées à la surface totale du collecteur (rayonnement global mesuré à l'aide d'un solarimètre).</p> $\eta = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot W_B}{F \cdot G \cdot t_M}$ <p>Sachant que :</p> <p>W_B Production d'électricité en kWh</p> <p>F Surface du collecteur en m^2</p> <p>G Rayonnement global en kW/m^2</p> <p>t_M Temps de mesure en s</p>
4.6.2 Qualité du processus		<p>La qualité du processus définit, sur la base de paramètres techniques, l'état d'une installation, d'un système ou d'un composant, indépendamment des conditions ambiantes et d'exploitation.</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.6.3 Coefficient de qualité	GG	<p>Le coefficient de qualité correspond au quotient d'une valeur réelle donnée par la valeur de référence correspondante d'une grandeur technique de l'installation.</p> $GG = \frac{\text{Valeur}_{\text{réelle}}}{\text{Valeur}_{\text{référence}}}$ <p>Il apprécie en pourcentage le rapport entre une valeur mesurée/caractéristique (valeur effective d'une grandeur énergétique ou technique) et la valeur de référence. Le coefficient de qualité indique une dégradation ou une amélioration.</p> <p>Il convient de définir les coefficients de qualité de façon à ce que des valeurs en hausse reflètent une amélioration du processus.</p> <p>Des coefficients de qualité peuvent être définis pour différentes valeurs réelles/caractéristiques (p. ex. mesures, rendements, coefficients de transmission thermique, puissance).</p> <p>Note :</p> <ul style="list-style-type: none"> – On rencontre également fréquemment le terme indicateur clé de performance ou KPI (de l'anglais key performance indicator). <p>Il arrive que le coefficient de qualité soit supérieur à 100 %, notamment lorsqu'il se rapporte à des valeurs de rendement.</p>

Désignation	Symb.	Définition
4.6.4 Valeur de référence		<p>Désigne une grandeur établie de façon théorique ou pratique, correspondant à une valeur mesurée / caractéristique à un état donné de l'installation défini comme celui de référence. Il convient de tenir compte des conditions ambiantes et d'exploitation pour la détermination de la valeur de référence.</p> <p>Selon l'objectif à atteindre, l'état de référence (également appelé état théorique ou état comparatif) peut être différent. Les états suivants peuvent servir de base :</p> <ul style="list-style-type: none"> – État de conception – État à neuf après la première mise en service industriel (résultats des mesures effectuées lors de la réception) – État après travaux de transformation, de modernisation et d'entretien (résultats des mesures de contrôles consécutives) – État optimal (théorique ou réel) <p>Note :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Un état de référence unique doit être défini pour l'établissement des valeurs de référence de tous les coefficients de qualité à calculer. – Pour pouvoir comparer les coefficients de qualité, l'état de référence doit être indiqué. Pour que la comparaison soit parlante, l'état de référence doit être le même dans les deux cas.
4.6.5 Surveillance de la qualité du processus	PGÜ	Il s'agit de comparer en continu les valeurs réelles et théoriques (de référence) en utilisant des coefficients de qualité afin d'optimiser le processus.

Désignation	Symb.	Définition
4.6.6 Coefficient d'utilisation	ζ	Le coefficient d'utilisation d'un processus de conversion d'énergie correspond au quotient de l'énergie de sortie utile totale par l'énergie d'entrée totale sur une même période (p. ex. année calendaire). Le coefficient d'utilisation peut être exprimé en brut ou en net.
4.6.6.1 Méthode du taux de rendement		<p>Pour pouvoir comparer différents procédés de conversion d'énergie en termes de d'efficacité, on se réfère à l'énergie primaire requise pour produire une quantité donnée d'énergie utile. L'énergie primaire est calculée à l'aide de la méthode du taux de rendement.</p> <p>Il s'agit d'une méthode appliquée au niveau international pour déterminer la consommation d'énergie primaire du secteur de l'électricité. Lorsque l'électricité est produite à partir de sources d'énergie dont le pouvoir calorifique inférieur est connu (sources d'énergie fossiles), ce dernier est multiplié par la quantité utilisée. Lorsque le pouvoir calorifique inférieur n'est pas connu, comme dans le cas des énergies renouvelables (énergie hydraulique, éolienne et photovoltaïque), on part d'un rendement de 100% pour obtenir l'énergie primaire.</p>
4.6.6.2 Méthode de substitution		Pour calculer la consommation d'énergie primaire selon la méthode de substitution, on part de l'hypothèse que l'électricité de source hydraulique, éolienne et photovoltaïque qui remplace une quantité correspondante d'électricité dans les centrales classiques se substitue également à leur combustible. La quantité de combustible remplacé est généralement établie à l'aide d'un facteur de substitution, qui correspond à la quantité de combustibles fossiles utilisée pour produire de l'électricité d'origine fossile.

Désignation	Symb.	Définition
4.6.7 Consommation de chaleur	W_E	La consommation de chaleur correspond à l'énergie fournie à l'installation de conversion d'énergie par les sources d'énergie fossiles (utilisées comme combustibles), par la biomasse (énergies renouvelables), par géothermie ou encore par un procédé de fission ou de fusion nucléaire (et les processus consécutifs) sur une période donnée.
4.6.8 Consommation de chaleur spécifique	w	<p>La consommation de chaleur spécifique d'une installation de conversion d'énergie correspond à la consommation de chaleur requise par unité d'énergie utile produite (p. ex. électricité, énergie). En règle générale, la consommation de chaleur spécifique ne se présente sous forme de valeur instantanée, mais de valeur moyenne pour une période donnée (p. ex. année calendaire de l'installation).</p> $w = \frac{W_E}{W_B}$ <p>Note :</p> <p>La consommation de chaleur spécifique est la réciproque du rendement ou du coefficient d'utilisation. Néanmoins, elle ne s'agit pas d'une grandeur sans dimension, mais du quotient de deux énergies différentes. Elle se rapporte généralement à la production nette. Il arrive toutefois qu'elle soit basée sur la production brute (notamment dans les statistiques officielles sur le secteur de l'électricité en Allemagne). Dans ce cas, cela doit être précisé.</p>

Désignation	Symb.	Définition
		Dans le cas des installations de cogénération, il n'est pas possible de décomposer la consommation de chaleur et de procéder à une imputation claire aux énergies produites (électricité et chaleur). Elle doit être déterminée sur la base de critères économiques et non physiques. À cet égard, le gaz constitue un cas particulier (cf. note sous 4.6.10).
4.6.9 Accroissement de la consommation de chaleur spécifique	w_z	<p>L'accroissement de la consommation de chaleur spécifique d'une unité de production (tranche, p. ex.) correspond à la modification de la puissance du combustible (flux thermique du combustible) requise pour ajuster la puissance de fonctionnement.</p> $w_z = \frac{\delta W}{\delta P_B} = \frac{\Delta W}{\Delta P_B}$ <p>Note :</p> <p>La puissance du combustible correspond au quotient de la consommation de combustible sur un temps de mesure (court) donné.</p>
4.6.10 Teneur en énergie	E	La teneur en énergie (teneur en chaleur) d'une unité de masse de combustible correspond à l'énergie qui peut être libérée pendant la combustion dans des conditions données.

Désignation	Symb.	Définition
		<p>Note :</p> <p>En convertissant l'énergie de réaction chimique de combustibles, on obtient des valeurs thermiques différentes selon que l'eau générée lors du processus de combustion est sous forme condensée ou liquide.</p>
4.6.10.1 Pouvoir calorifique inférieur	H_u	Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) d'un matériau est la différence d'enthalpie par unité de masse entre un combustible (produit de réaction) et l'air et les produits de combustion, la vapeur d'eau étant supposée condensée.
4.6.10.2 Pouvoir calorifique supérieur	H_o	<p>Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) d'un matériau est la différence d'enthalpie par unité de masse entre un combustible (produit de réaction) et l'air et les produits de combustion, l'eau générée lors de la combustion étant supposée sous forme liquide.</p> <p>Le PCS dépasse le PCI de l'enthalpie (de condensation ou de vaporisation) de l'eau contenue dans les produits de combustion.</p> <p>La détermination des pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur s'effectue dans des conditions normalisées (voir norme DIN 5499 de 1972).</p> <p>Pour calculer la consommation de chaleur de combustibles fossiles, on utilise généralement le pouvoir calorifique inférieur H_u. Dans le secteur du gaz, un pouvoir calorifique supérieur H_o plus élevé est fréquent (+ 10 % en général).</p>

Annexe 1 : Terminologie de l'hydroélectricité

Désignation	Symb.	Définition
Puissance	P	<p>Valeur instantanée de la puissance électrique au sens physique du terme (produit du courant et de la tension). En cas d'indication de valeurs instantanées, il convient de préciser la date et l'heure correspondantes.</p> <p>Le terme de puissance peut donc en toute logique être employé dans le contexte de la conversion, du stockage et de la distribution d'électricité. Sauf indication contraire, il désigne la puissance électrique active.</p>
Puissance brute	P _{br}	<p>En mode turbinage, la puissance brute est mesurée au niveau des bornes du générateur.</p> <p>Dans les centrales à accumulation par pompage, la puissance nette est mesurée au niveau des bornes du (moto-) générateur quand l'installation sert de moteur. La puissance brute résulte de la puissance nette additionnée à la puissance requise pour les systèmes auxiliaires, y compris la puissance dissipée par les transformateurs machine de la centrale, hors consommation interne et soutirage pour déphasage.</p>
Puissance nette	P _{ne}	<p>La puissance nette d'une unité de production est celle délivrée au système d'approvisionnement (réseau de transport et de distribution, récepteurs). Elle est calculée en déduisant de la puissance brute la puissance électrique des systèmes auxiliaires de l'installation pendant le fonctionnement, même si celle-ci ne provient pas de l'unité de production en question.</p> $P_{ne} = P_{br} - P_{Eig B}$ <p>En mode pompage, la puissance nette est mesurée au niveau des bornes du moteur.</p>

Désignation	Symb.	Définition
		<p>Note :</p> <p>Pour éviter les puissances nettes négatives, la puissance requise par les systèmes auxiliaires à l'arrêt n'est pas prise en compte dans le calcul de ces valeurs (elle est prise en compte dans les besoins).</p>
Puissance moyenne	P_M	<p>Dans le secteur de l'électricité, les puissances moyennes complètent souvent les valeurs instantanées. Elles sont établies pour des intervalles donnés (temps de mesure, p. ex. quart d'heure ou heure). Dans ce cas, la puissance correspond au quotient de l'énergie produite durant l'intervalle (W) par l'intervalle en question (t).</p> $P_M = \frac{W}{t}$ <p>Pour la planification des centrales à réservoir et à accumulation par pompage, la puissance moyenne correspond à la puissance de sortie maximale avec une hauteur de chute moyenne.</p>
Puissance réactive	Q	<p>Puissance électrique nécessaire pour produire des champs magnétiques (p. ex. dans des moteurs ou des transformateurs) ou des champs électriques (p. ex. dans des condensateurs, des câbles, des lignes) qui ne fait pas partie de l'énergie utile. La puissance réactive réduit la puissance active utile.</p>

Désignation	Symb.	Définition
Rendement d'une centrale hydraulique	η	<p>Le rendement d'une centrale hydraulique correspond au quotient de la production d'électricité par l'énergie potentielle (ou cinétique) du débit dérivé simultanément.</p> $\eta = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot W_B}{\rho \cdot g \cdot \dot{Q} \cdot h \cdot t_M}$ <p> W_B Production d'électricité en kWh ρ Densité de l'eau en t/m³ g Accélération due à la gravité en m/s² \dot{Q} Débit de la turbine en m³/s h Hauteur de chute en m t_M Temps de mesure en s </p>
Puissance maximale admissible	P_E	<p>La puissance maximale admissible d'une unité de production correspond à la puissance permanente atteinte dans des conditions normales de fonctionnement. Elle est limitée par le segment de l'installation le moins puissant (congestion), déterminée à l'aide de mesures et appliquée aux conditions normales de fonctionnement.</p> <p>Dans le contexte des centrales au fil de l'eau, à réservoir et à accumulation par pompage, l'usage de ce terme est impropre. En raison de la fluctuation des apports en eau, d'une part, et de la contenance limitée des réservoirs, d'autre part, une puissance permanente n'est pas envisageable. La puissance maximale admissible serait donc nulle (0). Pour les centrales au fil de l'eau, la puissance maximale admissible résulterait de la charge minimale de la machine avec un niveau d'eau minimum.</p>

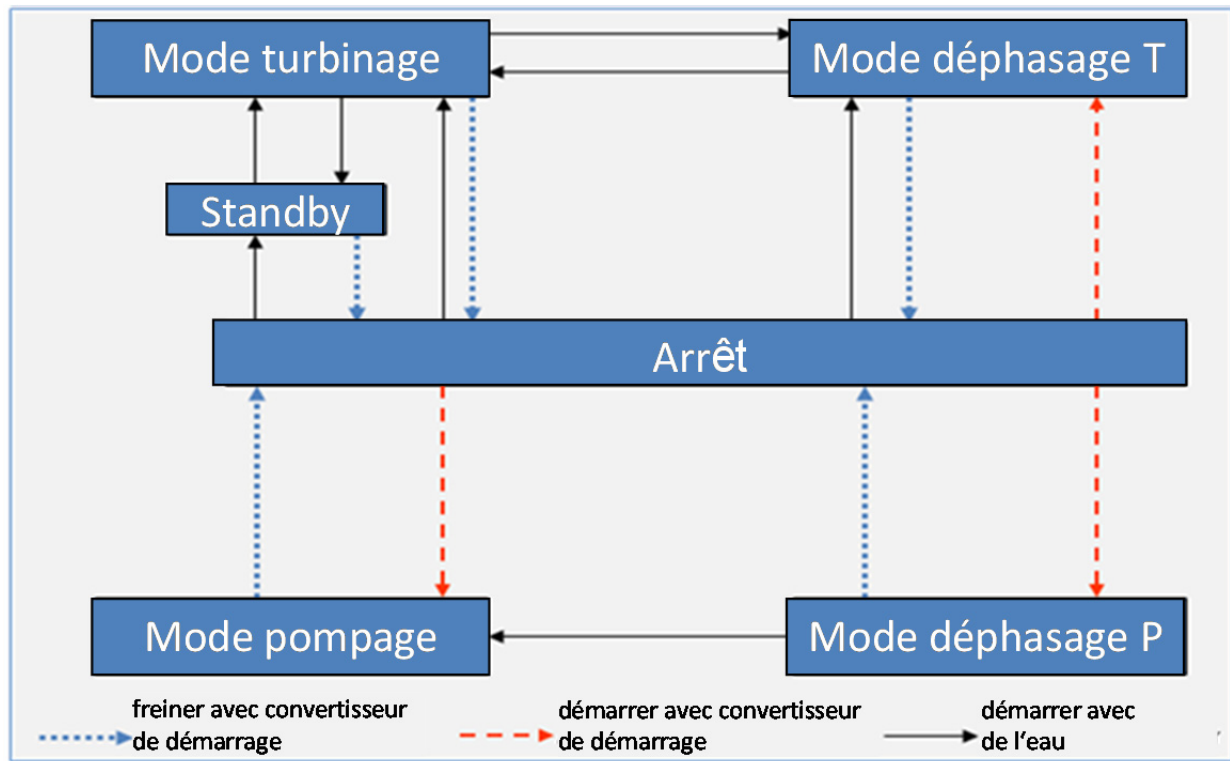
Désignation	Symb.	Définition
		<p>En cas de variation prolongée (p. ex. modifications concernant des modules individuels ou liés au vieillissement), la puissance maximale admissible doit être déterminée en fonction des nouvelles conditions. La puissance maximale admissible peut s'écarter de la puissance nominale de $\pm\Delta P$. Elle n'est pas réduite par l'indisponibilité à court terme de certaines parties de l'installation. Dans les unités de cogénération, la puissance nominale correspond à la puissance électrique nominale.</p> <p>La définition ci-dessus a une validité restreinte pour les centrales hydrauliques. Le terme de puissance maximale admissible est toutefois utilisé : la puissance maximale admissible d'une centrale hydraulique correspond à la puissance électrique maximale qu'une installation peut développer lorsque le débit maximal pour une hauteur de chute donnée est atteint. Dans le cas des centrales au fil de l'eau, la puissance maximale admissible correspond souvent à la puissance installée. Dans le cas des centrales à réservoir et à accumulation par pompage, il s'agit de la puissance de sortie maximale avec une hauteur de chute maximale en mode turbinage ou pour une hauteur de refoulement minimale en mode pompage (cas des centrales à accumulation par pompage).</p> <p>Note :</p> <p>La puissance maximale admissible ne doit être modifiée qu'en cas de suppression ou de mise en retrait d'exploitation définitive de composants de l'installation impliquant des pertes de puissance ou si d'autres circonstances exigent une adaptation de cette valeur (p. ex. directives officielles, modification des apports, des cotes des limites de relèvement et d'abaissement du niveau d'eau, recalibrages, etc.). Elle n'est pas réduite par l'indisponibilité à court terme de certaines parties de l'installation.</p>

Désignation	Symb.	Définition
Rendement d'une station de Transfert d'Énergie par pompage (STEP)	η_{PT}	<p>Le rendement d'une station de Transfert d'Énergie par pompage est le quotient de l'énergie de turbinage et de l'énergie de pompage pour l'accumulation par pompage avec des lamelles de hauteur de refoulement et de chute égales.</p> $\eta = \frac{W_W}{W_P}$ <p>W_W Énergie de turbinage W_P Énergie de pompage</p> <p>Note :</p> <p>Les énergies de turbinage et de pompage sont mesurées au niveau des bornes du générateur.</p>
Rendement moyen d'une station de Transfert d'Énergie par pompage (STEP)	η_{PTm}	<p>Le rendement moyen d'une station de Transfert d'Énergie par pompage est le quotient de l'énergie produite pendant un laps de temps donné par l'énergie de pompage développée pendant le même intervalle. Il est généralement déterminé pour une année de fonctionnement. Pour cela, il faut supposer que les niveaux d'eau en amont sont identiques en début et en fin de période.</p> <p>η_{PTm} tient compte du fonctionnement de segments de machine individuels ainsi que de la plage de charge partielle.</p>

Désignation	Symb.	Définition
Changement de mode de fonctionnement		<p>Les stations de Transfert d'Énergie par pompage prennent en charge les modes de fonctionnement suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Mode turbinage, – Mode pompage, – Mode déphasage, – Court-circuit hydraulique (si techniquement mis en œuvre), – Arrêt (= opérationnel). <p>L'une des caractéristiques des stations de Transfert d'Énergie par pompage est la possibilité de passer rapidement d'un mode de fonctionnement à l'autre sur requête de l'instance de coordination (répartiteur de charge). Ceci peut s'effectuer à partir d'un état de fonctionnement donné comme durant une phase transitoire.</p> <p>Les changements de mode de fonctionnement sont très rapides. Ils ne nécessitent généralement que quelques minutes.</p> <p>Dans le cas d'une centrale à accumulation par pompage, l'arrêt est un état de fonctionnement. Le segment de machine concerné est opérationnel à tout moment et peut donc être mobilisé à court terme pour assurer des fonctions de réglage. Cela signifie également que toute opération de maintenance et d'entretien est exclue pendant une phase d'arrêt (si le segment de machine n'a pas été déclaré comme non disponible au préalable).</p> <p>De par leur conception, les stations de Transfert d'Énergie par pompage se prêtent à la fourniture de différents services système. Les principaux services système proposés sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Démarrage de fréquence en cas de dépassement par le bas des seuils de fréquence réseau définis – Réglage primaire – Réglage secondaire

Désignation	Symb.	Définition
		<ul style="list-style-type: none"> – Puissance de réglage positive et négative (utilisation échelonnée du segment de machine) ; en cas de court-circuit hydraulique, la puissance de réglage négative est ajustable en continu sur la base d'une valeur de consigne – Aptitude au démarrage autonome <p>Très souples, les stations de Transfert d'Énergie par pompage permettent de réaliser de nombreux changements de mode de fonctionnement. Ces opérations sollicitent les segments de machine. L'augmentation des changements de mode de fonctionnement est donc un indicateur important.</p> <p>Contrairement aux autres types de centrale, le nombre d'opérations de commutation de l'interrupteur de puissance n'est pas un indicateur pertinent du degré de sollicitation du segment de machine.</p> <p>C'est l'état à partir duquel le changement de mode est opéré qui est déterminant.</p> <p>À titre d'exemple, le passage d'un arrêt ou du mode turbinage au mode déphasage entraîne une faible charge. À l'inverse, le passage du mode pompage au mode déphasage sollicite fortement le segment de machine. Cette opération est d'ailleurs autorisée de façon restreinte, voir interdite dans un grand nombre de stations de Transfert d'Énergie par pompage.</p>

Phases transitoires



Modes de fonctionnement

1. Arrêt
2. Mode turbinage
3. Mode pompage
4. Mode déphasage, sens de rotation de la turbine
5. Mode déphasage, sens de rotation de la turbine avec convertisseur de démarrage

Phases transitoires

1. Arrêt consécutif au mode turbinage
2. Mode turbinage après arrêt
3. Mode turbinage après déphasage, sens de rotation de la turbine
4. Déphasage, sens de rotation de la turbine après mode turbinage
5. Arrêt après déphasage, sens de rotation de la turbine
6. Arrêt après déphasage, sens de rotation de la turbine avec convertisseur de démarrage
7. Déphasage, sens de rotation de la turbine après arrêt
8. Arrêt après déphasage, sens de rotation de la pompe
9. Déphasage, sens de rotation de la pompe après arrêt
10. Déphasage, sens de rotation de la pompe en mode pompage
11. Arrêt consécutif au mode pompage
12. Mode pompage après arrêt
13. Arrêt après court-circuit hydraulique
14. Court-circuit hydraulique après arrêt

Désignation	Symb.	Définition
Durée de fonctionnement		Correspond au temps durant lequel un segment de la machine est mis en œuvre dans un ou plusieurs modes de fonctionnement.
Durée d'utilisation	t_a	<p>La durée d'utilisation d'une unité de production ou d'une installation est une variante spéciale du temps d'utilisation. Il s'agit du quotient de l'énergie produite pendant un intervalle donné par une puissance caractéristique de l'installation.</p> <p>On distingue plus spécifiquement la durée d'utilisation prod</p> <p>a) de la puissance maximale admissible $t_{aE} = \frac{W_B}{P_E}$</p> <p>b) de la puissance nominale $t_{aN} = \frac{W_B}{P_N}$</p>
Disponibilité en temps d'une machine	k_t	<p>Quotient du temps de fonctionnement total t_B (*) le temps de réserve t_R par le temps nominal t_N d'une machine au cours d'un exercice. fonc</p> $k_t = \frac{t_v}{t_N} = \frac{t_B + t_R}{t_N}$ <p>(*) : $t_B = t_{TU} + t_{PU} + t_{PH} + t_{Hy}$</p> <p>$t_{TU}$ Temps de fonctionnement en mode turbinage</p> <p>t_{PU} Temps de fonctionnement en mode pompage</p> <p>t_{PH} Temps de fonctionnement en mode déphasage</p> <p>t_{Hy} Temps de fonctionnement en mode court-circuit hydraulique</p> <p>t_v Temps de disponibilité</p> <p>Tenir compte du quotient de la disponibilité en temps des différents segments de machine x la puissance nominale* de la ou des machine(s) par la puissance nominale de la centrale P_N^* :</p>

Désignation	Symb.	Définition
Disponibilité en temps d'une centrale	k_t	<p>En cas de fonctionnement simultané de tous les segments de machine, la puissance ajustable de la centrale est inférieure à la somme des puissances nominales. Cela s'explique par les conditions hydrauliques en présence.</p>
		<p>Quotient du temps de fonctionnement total t_B (*) le temps de réserve t_R par le temps nominal t_N d'une machine au cours d'un exercice.</p> $k_t = \frac{t_v}{t_N} = \frac{\sum t_B + t_R}{\sum t_N}$ <p>(*) : $t_B = t_{TU} + t_{PU} + t_{PH} + t_{Hy}$</p> <p> t_{TU} = Temps de fonctionnement en mode turbinage t_{PU} = Temps de fonctionnement en mode pompage t_{PH} = Temps de fonctionnement en mode déphasage t_{Hy} = Temps de fonctionnement en mode court-circuit hydraulique t_v = Temps de disponibilité </p> <p>Quotient de la disponibilité en temps des différents segments de machine x la puissance nominale* de la ou des machine(s) par la puissance nominale de la centrale P_N.</p> <p>Remarque : * Attention : En cas de fonctionnement simultané de tous les segments de machine, la puissance ajustable de la centrale est inférieure à la somme des puissances nominales. Cela s'explique par les conditions hydrauliques en présence.</p>

Désignation	Symb.	Définition
Disponibilité en énergie	n_w	<p>Comme pour les centrales thermiques, pour les centrales hydrauliques, la disponibilité en énergie est calculée à l'aide de paramètres de puissance spécifiques. La puissance dépend ici notamment de la hauteur de chute et/ou des apports.</p> <p>L'énergie de réserve qui ne peut être développée en raison de la hauteur de chute et/ou des apports est sans incidence sur la disponibilité en énergie, car il s'agit d'une baisse d'énergie liée à un facteur externe. Seules les indisponibilités liées à des raisons techniques ont une incidence sur l'indisponibilité en énergie. Comme pour les centrales thermiques, les indisponibilités techniques sont en partie programmées et non programmées (disponibles et non disponibles).</p> <p>La disponibilité en énergie n'est pas calculée pour les centrales à accumulation par pompage.</p>
Indisponibilité		<p>Le mode de détermination de l'indisponibilité des centrales hydrauliques est semblable à celui utilisé pour les centrales thermiques. Il s'agit là aussi de l'incapacité à produire de l'électricité ou de la chaleur. L'indisponibilité comprend une part programmée et non programmée (disponible et non disponible). Elle est examinée pour chaque mode de fonctionnement (turbine, pompe, etc.). La cause de l'indisponibilité peut être un problème interne à l'installation, qui peut être corrigé par des travaux de maintenance, des réparations, le remplacement d'un composant, etc. L'indisponibilité est indépendante de la volonté de l'exploitant, mais peut être contrôlée par le management.</p> <p>Par définition, les facteurs externes échappent au contrôle du management et ne sont pas considérés comme une indisponibilité, mais comme une partie de la non-dispatchabilité.</p>

Désignation	Symb.	Définition
Puissance hydraulique disponible d'une centrale hydraulique	P_H	<p>Puissance hydraulique disponible d'une installation hydraulique : la P_H à un moment donné correspond à la puissance disponible compte tenu des apports en eau et de la hauteur de chute. Ces conditions dépendent des apports en eau naturels ou des restrictions liées aux exploitations en amont ou en aval. Cette puissance correspond à la puissance disponible de l'installation à condition que tous ses composants soient opérationnels.</p> <p>Note :</p> <p>Formule de calcul de la valeur P_H :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Pour une centrale au fil de l'eau: fonction dérivée de l'apport en eau – Pour une centrale à accumulation de courte durée: fonction dérivée de l'apport en eau et de la hauteur de chute et de l'affectation du réservoir sur le réseau concerné – Pour une centrale à accumulation de longue durée : fonction dérivée de la hauteur de chute et éventuellement de restrictions officielles spéciales de la production.
Puissance disponible		Puissance maximale d'un équipement à un moment précis compte tenu de l'ensemble des conditions techniques et opérationnelles.
Puissance disponible des centrales au fil de l'eau		Puissance disponible suivant l'état technique de l'installation et les conditions hydrauliques (débit entrant utile et hauteur de chute).

Désignation	Symb.	Définition
Puissance disponible de stations de Transfert d'Énergie par pompage		Puissance disponible suivant l'état technique de l'installation et la hauteur de chute.
Puissance hydraulique disponible		Puissance disponible indépendamment de l'indisponibilité technique.
Puissance technique disponible		<p>Puissance disponible à un moment précis dans des conditions techniques données.</p> <p>Correspond à la puissance maximale admissible, éventuellement minorée de la valeur correspondant aux segments de l'installation en panne au moment concerné. À cet égard, on distingue les types de panne suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Panne forcée – Panne consécutive à des travaux de maintenance non programmés et – Panne consécutive à des travaux de maintenance programmés.
Facteurs externes		<p>Les facteurs externes désignent les événements extérieurs qui ont une incidence sur le fonctionnement d'un module ou d'une installation d'une centrale, donc sur la puissance développée et sur sa disponibilité. L'exploitant de l'installation n'a aucun moyen d'éviter ces événements (p. ex. conditions climatiques).</p> <p>Les limitations de puissance liées à des facteurs externes désignent des restrictions de la capacité de fonctionnement d'une installation qui échappent au contrôle de l'exploitant ou sur lesquelles ce dernier ne peut avoir qu'une faible influence. Elles ne minorent en rien la disponibilité de l'installation.</p>

Désignation	Symb.	Définition
Court-circuit hydraulique		<p>Ces limitations se définissent comme de la puissance disponible non injectable sur le réseau, dans la mesure où ces pertes de puissance se justifient par l'un des événements ci-après ou par un incident comparable et ne causent aucun dommage ni panne de l'installation (qu'elle soit disponible ou indisponible).</p> <p>En cas de problème technique ou de panne de l'installation causée par un facteur externe, il y a indisponibilité.</p>
		<p>Ce mode permet de faire fonctionner simultanément une ou plusieurs turbines ainsi qu'une ou plusieurs pompes au sein d'une même centrale. Les équipements hydrauliques raccordés (turbine et pompe) peuvent faire partie d'un segment de la machine. L'eau qui entraîne les turbines est entièrement ou partiellement obtenue par pompage.</p>
		<p>Note :</p> <p>Contrairement au mode pompage (soutirage de puissance constant sur le réseau), le court-circuit hydraulique désigne un mode de fonctionnement caractérisé par un soutirage de puissance réduit et réglable. La turbine réglable permet de maintenir la puissance électrique délivrée par le réseau/convenue pour le mode pompage.</p>

Liste des abréviations

ARA	Zone d'échange de fuel et de charbon réunissant les trois ports maritimes d'Amsterdam, de Rotterdam et d'Anvers.
ATSOI	Association irlandaise de gestionnaires de réseaux de transport (Association of the Transmission System Operators of Ireland)
AVBEItV	Ordonnance sur les conditions générales d'approvisionnement en électricité des clients tarifaires (Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifikunden)
BALTSO	Association de gestionnaires de réseaux de transport des pays baltes (Baltic transmission system operators)
BetrSichV	Ordonnance allemande relative à la sécurité des conditions d'exploitation (Betriebssicherheitsverordnung)
BImSchG	Loi allemande relative à la protection contre les nuisances (Bundes-Immissionsschutzgesetz)
CAT	Température moyenne cumulée (Cumulative Average Temperature)
CCG	Centrale à cycle combiné gaz
CDD	Degré-jour de refroidissement (Cooling degree day)
DIN	Institut allemand de normalisation (Deutsches Institut für Normung)
DIN EN	Norme européenne (Deutsches Institut für Normung Europäische Norm)
DVGW	Fédération allemande du secteur du gaz et de l'eau (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches)
EAE	Entreprise d'approvisionnement en électricité
EEG	Loi allemande sur la priorité aux énergies renouvelables (Erneuerbare-Energie-Gesetz)
EEX	Bourse européenne d'échange d'électricité (European energy exchange)
ENO	Europe du Nord Ouest
ENTSO-E	Réseau européen de gestionnaires de transport d'électricité (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
ETS	Système communautaire d'échange de quotas d'émission (Emissions trading scheme)

ETSO	European transmission system operators (association des gestionnaires de réseaux de transport européens)
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport (voir TSO)
HDD	Degré-jour de chauffage (Heating degree day)
HFC	Hydrofluorocarbures
HPFC	Courbe horaire de prix à terme (Hourly Price Forward Curve)
IEV	International Electrotechnical Vocabulary, base de données en ligne
KKS	Système d'identification des centrales
MCP	Market clearing price
MR	Réserve-minute
NORDEL	Association de gestionnaires de réseaux de transport du Danemark, de Finlande, d'Islande, de Norvège et de Suède
OTC	Over-the-counter
PC	Phase de commissionnement
PFC	Courbe de prix à terme (Price forward curve)
PFC	Hydrocarbures perfluorés
PP	Programme prévisionnel
PrimR	Réglage primaire
RDS-PP	Système de désignation de référence pour les centrales (Reference Designation System for Power Plants)
Rsec	Réglage secondaire
TSO	voir GRT (Transmission System Operator)
UKTSOA	Association des gestionnaires de réseau de transport du Royaume-Uni (United Kingdom Transmission System Operators Association)
ZuG	Loi allemande sur l'allocation des quotas d'émission de l'Allemagne (Zuteilungsgesetz)

Liste des illustrations et des tableaux

Figure 1 :	Conversion d'énergie (électricité), point de vue du marché (centrales gérées sur la base du programme prévisionnel)	47
Figure 2 :	Vue d'ensemble de la phase de mise en service industriel	52
Figure 3 :	Schéma synoptique de présentation des paramètres liés à l'énergie d'un système d'approvisionnement	95
Figure 4 :	Lien entre la courbe de progression et le monotone	97
Figure 5 :	Schéma de présentation des paramètres de puissance d'une unité de production	115
Figure 6 :	Courbes de progression journalières de la charge d'un système d'approvisionnement en électricité avec schéma de principe des plages de charge pour un jour ouvré type en hiver et en été	116
Figure 7 :	Schéma descriptif des paramètres de puissance d'un système d'approvisionnement (EAE p. ex.)	125
Figure 8 :	Bilan de puissance d'un système d'approvisionnement, exemple des prévisions pour l'Allemagne (heure de charge maximale)	126
Figure 9 :	Paramètres de puissance (point de vue de la commercialisation d'électricité)	127
Figure 10 :	Schéma descriptif des paramètres de temps	133
Figure 11 :	Schéma descriptif des paramètres de temps	133
Tableau 1 :	Temps de démarrage des centrales thermiques selon la durée des arrêts	72

Littérature

- [1] Gesetz über Einheiten im Messwesen (loi du 2 juillet 1969 sur les unités de mesure),
Dernière ordonnance de modification en date du 12 décembre 1977 : 2.
Verordnung zur Änderung der Ausführungsverordnung zum Gesetz über Einheiten im Messwesen vom 12. Dezember 1977, Bundesgesetzblatt, année 1977, partie I, p. 2537
- [2] DIN 1301, partie 1 (norme 12.93) Units - Unit names, unit symbols (Unités - désignation des unités, symboles des unités)
- [3] DIN 51900 (ISO/DIS 1228 - 1993)
Testing of solid and liquid fuels — Determination of gross calorific value by the bomb calorimeter and calculation of net calorific value — Part 1 : Principles, apparatus, methods (essais des combustibles solides et liquides — détermination du pouvoir calorifique supérieur par la méthode de la bombe calorimétrique et calcul du pouvoir calorifique inférieur — partie 1 : principes, appareils, méthodes (11.89) Part 2 : Method Using Isothermal Water Jacket (partie 2 : méthode avec gaine d'eau isotherme) (8.77) Part 3 : Method using adiabatic jacket (partie 3 : méthode avec gaine adiabatique) (8.77)
- [4] DIN 51612 (6.80)
Testing of liquefied petroleum gases; calculation of net calorific value (essais des gaz de fuel liquéfiés, calcul du pouvoir calorifique inférieur)
- [5] DIN 51850 (4.80) Gross and net calorific value of pure gaseous fuels (pouvoirs calorifiques inférieur et supérieur des combustibles gazeux)
- [6] Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft Teil 5 : Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken, édité par VDEW/VGB, 5e édition 1992, VDEW, Francfort/Main
- [7] DIN 4701 (ISO 9164-1989)
Calculs des besoins en chauffage pour les bâtiments résidentiels Partie 1 : principes de calcul (3.83) ; Partie 2 : tableaux, illustrations et algorithmes (3.83) Partie 2A : températures extérieures des lieux d'implantation en Allemagne (10.91) Partie 3 : détermination des installations de chauffage (8.89)
- [8] Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft Teil 1 : Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, édité par VDEW, 6e édition 1990, VDEW, Francfort/Main
- [9] Directive VDI 2067
Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen
Feuillet 1 : Betriebstechnische und wirtschaftliche Grundlagen (12.83)
Feuillet 1 : Annexe Wirtschaftlichkeitsberechnungsverfahren (10.91)
Feuillet 2 : Raumheizung (9.91)
Feuillet 3 : Raumluftechnik (12.83)

Feuillet 4 : Warmwasserversorgung (2.82)

Feuillet 5 : Dampfbedarf in Wirtschaftsbetrieben (12.82)

Feuillet 6 : Wärmepumpen (9.89)

Feuillet 7 : Blockheizkraftwerke (12.88)

- [10] Ordonnance sur la protection Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden (Wärmeschutzverordnung - WärmeschutzV) du 16 août 1994 (Bundesgesetzblatt L N° 55 du 24 août 1994, p. 2121)
- [11] AVBFernwärmeV Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme du 20 juin 1980 (Bundesgesetzblatt I, p. 742), modifié par l'ordonnance du 19 janvier 1989 (Bundesgesetzblatt I, pp. 109, 112)
- [12] Knoche, Rudolph, Schaefer; Zur Problematik der Bewertung von Energieträgern und Energieumwandlungsprozessen. BWK Bd. 46 (1994) n°10
- [13] Proske; Energie ist nicht gleich Energie, VGB-Kraftwerkstechnik 76 (1996), n° 12 Décembre, p. 980 ss
- [14] DIN ISO/TS 16952-10:2010-01 / ISO/TS 16952-10:2009-11 Reference Designation System for Power Plants - RDS-PP (système de désignation de référence pour les centrales)
- [15] Energiehandel – Eine Erklärung der wichtigsten Begriffe
Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Zeitschrift für Energiewirtschaft-Recht-Technik und Umwelt 2007 Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft mbH (etv GmbH), D-45203 Essen

Index alphabétique des désignations

Désignation	Symbole	Chapitre
Accès au réseau		3.5
Accroissement de la consommation de chaleur spécifique	w_z	4.6.9
Acheminement		3.8
Acteur du marché		2.78
Actif (asset)		2.2
Alimentation du réservoir		4.1.4.4
Animateur de marché (ou teneur de marché, market maker)		2.55
Approvisionnement en électricité	W_{BS}	4.1.17
Approvisionnement général (public) en électricité		1.2
Aptitude au démarrage autonome « Black start »		3.20.3
ARA		2.1
Arrêt / interruption du fonctionnement		3.3.6
Back office		2.5
Baisse		2.6
Base (ou base-load)		2.8
Besoins en électricité	W_{Sb}	4.1.19
Bilan de puissance		4.3.30
Bilan énergétique		4.1.30
Bloc de réglage		3.15.1
Bourse		2.12
Broker		2.15
Bulish		2.9
CAL		2.16
Cap		2.17
Capacité de marche en réseau séparé (ou îlotage)		3.13.1
Centrale		3.1
Centrale de réglage		3.2
Centrale sur collecteur commun		3.1.2.1

Désignation	Symbole	Chapitre
Centrales à puissance de base		4.3.19.4
Centrales à puissance de pointe		4.3.19.8
Centrales à puissance moyenne ou de semi base		4.3.19.6
Charge	P	4.3.18.1
Charge de base		2.43
Charge maximale / charge minimale		4.3.18.4
Charge maximale / charge minimale	P_{\max} / P_{\min}	4.3.18.4
Client		4.1.31.3
Client éligible		1.5.3
Client final		2.28
Client réseau		1.5.2
Clôture		2.20
Coefficient d'utilisation	ζ	4.6.6
Coefficient de qualité	GG	4.6.3
Commodity		2.23
Compensation (clearing)		2.19
Compliance		2.25
Confirmation		2.24
Congestion		4.3.7.1
Congestion du réseau		3.20.4
Consommateur		4.1.31.1
Consommateur final		4.1.31.2
Consommation d'électricité	W_{Vb}	4.1.31
Consommation d'électricité brute d'un pays	$W_{Vb\ br}$	4.1.32
Consommation d'électricité nette d'un pays	$W_{Vb\ ne}$	4.1.33
Consommation d'électricité totale d'un pays	W_{VG}	4.1.34
Consommation de chaleur	W_E	4.6.7
Consommation de chaleur spécifique	W	4.6.8
Consommation interne	W_{BV}	4.1.26

Désignation	Symbole	Chapitre
Contrat à terme (future)		2.39
Contrat à terme de gré à gré (forward)		2.33
Contrat assorti d'une clause de « take or pay »		2.72
Contrat d'utilisation du réseau		3.5.2
Contrat de groupe-bilan		2.11
Couplage de marché (market coupling)		2.54
Courbe à terme (forward curve, price forward curve, PFC)		2.34
Courbe caractéristique du réseau		3.4.8
Courbe de progression		4.2.1
Cours de clôture		2.21
Critère de défaillance unique		3.13
Day-Ahead		2.26
Déficit de puissance		4.3.29.2
Degré de simultanéité	g_g	4.5.8
Dégrouper (unbundling)		1.6
Demande d'électricité (ventes d'électricité)	W_S	4.1.18
Démarrage à froid, redémarrage et démarrage à chaud		3.24
Dérivé climatique		2.77
Disponibilité en énergie	k_W	4.5.4
Disponibilité en temps	k_t	4.5.3
Distinction des EAE suivant leur portée		1.3.2
Durée d'utilisation	t_a	4.4.14
Durée d'utilisation de la puissance maximale admissible	t_{aE}	4.4.14.1
Durée d'utilisation de la puissance nominale	t_{aN}	4.4.14.2
EAE		1.3.2.6
à intégration horizontale		
EAE de détail		1.3.2.4
EAE locale		1.3.2.3
EAE régionale		1.3.2.2
EAE		1.3.2.5

Désignation	Symbole	Chapitre
à intégration verticale		
Électricité fournie	W_{Ab}	4.1.22
Électricité fournie à des clients (récepteurs)	W_A	4.1.27
Électricité utile fournie	W_{nAb}	4.1.25
Énergie de pompage (consommation des pompes)	W_P	4.1.20
Énergie de réserve (marge de sécurité)	W_R	4.1.9
Énergie dispatchable		4.1.11
Énergie disponible	W_V	4.1.8
Énergie disponible non produite	W_{ng}	4.1.8.2
Énergie excédentaire	$W_{\ddot{U}}$	4.1.8.1
Énergie nominale	W_N	4.1.2
Énergie non dispatchable	W_{nb}	4.1.12
Énergie non disponible	W_{nv}	4.1.10
Énergie non disponible fortuite	$W_{nv\ u}$	4.1.10.2
Énergie non disponible programmée	$W_{nv\ p}$	4.1.10.1
Entreprise d'approvisionnement en électricité (EAE)		1.3
Entreprise interconnectée		1.3.2.1
Essais de mise en service		3.3.1
État critique du réseau		3.20.6
ETS (emissions trading scheme)		2.30
Exploitant de centrale		3.1.2.2
Exposition brute (gross exposure en anglais)		2.41
Fonctionnement commercial		3.3.5
Fonctions des EAE		1.3.1
Formule de l'acheteur unique		3.6
Fourniture d'électricité directe		4.1.28
Fourniture d'électricité indirecte		4.1.29
Fourniture d'électricité pour compensation en nature	W_{NA}	4.1.24
Fourniture et soutirage		3.10

Désignation	Symbole	Chapitre
Front month, M1		2.37
Front Office		2.35
Front quarter, Q1		2.38
Front year, Y1		2.36
Gestion des congestions		3.20.5
Gestionnaire de réseau		1.4 & 3.4.2
Groupe-bilan		2.10
GRT (gestionnaire de réseau de transport)		3.4.6
Hedging		2.45
Hors pointe (off peak)		2.60
In the money (dans la monnaie)		2.46
Injection pour transport	$W_{EÜ}$	4.1.14.1
Injection sur le réseau	W_{Nsp}	4.1.15
Installations auto-productrices		1.8
Limite d'exposition brute		2.42
Liquidité		2.51
Livraison en ruban		2.7
Maintien de la fréquence		3.17.5
Maintien de la tension		3.20.2
Make or buy		2.53
Marché à terme		2.73
Marché au comptant (spot market)		2.70
Marché de gré à gré (over-the-counter ou OTC)		2.62
Marché de gros (wholesale market)		2.76
Marge		4.3.25.3
Marge intraday		2.47
Market taker		2.56
MCP (market clearing price)		2.57
Méthode de substitution		4.6.6.2
Méthode du taux de rendement		4.6.6.1

Désignation	Symbole	Chapitre
Mise en retrait d'exploitation (MRE)		3.3.8
Mise en retrait d'exploitation prolongée		3.3.4
Mise en service industrielle (MSI)		3.3
Monotone (ou diagramme des valeurs classées)		4.2.2
Négoce physique d'électricité		2.65
Négoce d'énergie		2.29
Négoce intraday		2.48
Négociant		2.44
Netting		2.58
Nœud de couplage		3.11.1.3
Nœud de réseau		3.11.1.2
Nœud final		3.11.1.1
Non-dispatchabilité en temps	t_{nb}	4.4.10
Option		2.61
Options de capacité		2.18
Out of the money (hors de la monnaie)		2.63
Paramètres de puissance		4.3
Paramètres de temps		4.4
Paramètres liés à l'énergie		4.1
Parc de centrales		4.3.19.1
Parquet (trading floor)		2.74
Pertes d'énergie sur le réseau	$W_{ÜV}$	4.1.23
Pertes de pompage	W_{PV}	4.1.21
Pertes de puissance sur le réseau	$P_{ÜV}$	4.3.28
Plage de charge		4.3.19.9
Plage de réglage primaire		3.16.2
Plage de réglage secondaire		3.17.3
Point d'injection et de soutirage		3.7.1
Pointe (peak, peak load)		2.64
Portefeuille (gestion de portefeuille)		2.66

Désignation	Symbole	Chapitre
Position		2.67
Position fermée		2.40
Position courte (short)		2.69
Position longue (long)		2.52
Position ouverte		2.59
Pouvoir calorifique inférieur	H_u	4.6.10.1
Pouvoir calorifique supérieur	H_o	4.6.10.2
Prévisions de charge		2.50
Producteur indépendant (seulement producteur)		1.3.2.7
Production		1.3.1.1
Production d'électricité (énergie produite)	W_B	4.1.4
Production d'électricité brute	$W_{B\ br}$	4.1.5
Production d'électricité nette	$W_{B\ ne}$	4.1.6
Production d'électricité primaire		4.1.4.1
Production d'électricité secondaire		4.1.4.2
Produit dérivé		2.27
Profil/courbe de charge		2.49
Profils de charge		4.3.18.2
Programmation des arrêts		3.20.7
Programme prévisionnel		2.31
Puissance	P	4.3.1
Puissance disponible	P_V	4.3.9
Puissance apparente		4.3.7.3
Puissance brute	P_{br}	4.3.2
Puissance de base	P_G	4.3.19.3
Puissance de fonctionnement	P_B	4.3.10
Puissance de pointe	P_S	4.3.19.7
Puissance de réglage		4.3.1.1
Puissance de réserve (marge de sécurité)	P_R	4.3.12

Désignation	Symbole	Chapitre
Puissance des centrales du système d'approvisionnement		4.3.19
Puissance des systèmes auxiliaires	P_{Eig}	4.3.4
Puissance des systèmes auxiliaires à l'arrêt	$P_{Eig S}$	4.3.4.2
Puissance des systèmes auxiliaires en fonctionnement	$P_{Eig B}$	4.3.4.1
Puissance d'injection sur le réseau	P_{Nsp}	4.3.5
Puissance dispatchable	P_b	4.3.14
Puissance excédentaire	$P_{\ddot{U}}$	4.3.10.1
Puissance fournie		4.3.22
Puissance fournie à l'extérieur du système	P_{LL}	4.3.22.1
Puissance garantie	P_C	4.3.27
Puissance injectable		4.3.25
Puissance maximale / minimale	P_{max} / P_{min}	4.3.17
Puissance maximale admissible	P_E	4.3.7
Puissance mobilisée		4.3.20
Puissance moyenne ou de semi base	P_M	4.3.19.5
Puissance nette	P_{ne}	4.3.3
Puissance nominale	P_N	4.3.6
Puissance non affectée	P_F	4.3.29
Puissance non dispatchable	P_{nb}	4.3.15
Puissance non disponible	P_{nv}	4.3.13
Puissance non disponible fortuite	$P_{nv u}$	4.3.13.2
Puissance non disponible programmée	$P_{nv p}$	4.3.13.1
Puissance non injectable	P_{ns}	4.3.11.1, 4.3.24
Puissance non injectée	P_{ng}	4.3.11
Puissance permanente		4.3.8
Puissance réactive		4.3.7.2
Puissance requise	P_L	4.3.18
Puissance soutirée	P_{Bzg}	4.3.21
Puissance sûre		4.3.21.1

Désignation	Symbole	Chapitre
Puissance totale injectable		4.3.25.1
Puissance totale mise à disposition	P_{KB}	4.3.23
Puissance totale mise à disposition du marché intérieur		4.3.23.1
Rapport de puissance (rapport de charge)	m_o	4.5.7
Récepteur		4.1.31.4
Régime de propriété des EAE		1.7
Réglage de fréquence-puissance		3.18
Réglage secondaire		3.17
Réglage tertiaire		3.20
Règlement (settlement)		2.68
Régulateur primaire (régulateur de vitesse, régulateur de la turbine)		3.16.1
Régulateur secondaire (réglage de fréquence-puissance)		3.17.1
Rendement	η	4.6.1
Rendement d'une centrale éolienne	η	4.6.1.5
Rendement d'une centrale solaire	η	4.6.1.6
Rendement d'une centrale thermique	η	4.6.1.3
Rendement d'une unité de production	η	4.6.1.1
Rendement global		4.6.1.2
Rendement thermique / rendement du processus		4.6.1.4
Représentations graphiques		4.2
Réseau		3.4
Réseau d'approvisionnement général en électricité		3.4.1
Réseau de distribution		3.4.7
Réseau de transport		3.4.4
Réseau interconnecté		3.4.3
Réserve d'urgence		3.20.1
Réserve de puissance	P_R	4.3.25.2
Réserve de puissance requise	P_{re}	4.3.26
Réserve de puissance requise côté besoins	$P_{re\ B}$	4.3.26.1

Désignation	Symbole	Chapitre
Réserve de puissance requise côté couverture	$P_{re D}$	4.3.26.2
Réserve de réglage primaire		3.16.3
Réserve de réglage secondaire		3.17.4
Réserve en heures / en jours		3.19
Réserve-minute		3.17.2
Retrait définitif d'exploitation (RDE)		3.3.9
Risque de défaillance (ou risque de contrepartie)		2.4
Secteur de l'électricité		1.1
Section de couplage		3.11.1
Services système		3.14
Services système impératifs		3.14.1
Seuil de puissance	P_U	4.3.16
Solde de puissance		4.3.29.1
Soutirage d'électricité	W_{Bzg}	4.1.13
Soutirage d'électricité pour approvisionnement	$W_{Bzg V}$	4.1.13.1
Soutirage du réservoir		4.1.4.3
Soutirage pour transport	$W_{EÜ}$	4.1.14.2
Spread		2.71
Surveillance de la qualité du processus	$PGÜ$	4.6.5
Système d'identification		3.23
Systèmes auxiliaires	W_{Eig}	4.1.7
Systèmes auxiliaires	$W_{Eig S}$	4.1.7.2
Systèmes auxiliaires en fonctionnement	W_{EigB}	4.1.7.1
Taux d'utilisation	g_{ben}	4.4.13.1
Taux de défaillance en énergie	p_W	4.5.6
Taux de défaillance en temps	p_t	4.5.5
Taux de production	n_W	4.5.2
Taxe carbone		2.22
Temps	T	4.4.1
Temps d'accès	t_z	4.4.12

Désignation	Symbole	Chapitre
Temps d'indisponibilité	t_{nv}	4.4.8
Temps d'indisponibilité fortuite	$t_{nv\ u}$	4.4.8.2
Temps d'indisponibilité programmée	$t_{nv\ p}$	4.4.8.1
Temps d'utilisation	t_{ben}	4.4.13
Temps de disponibilité	t_v	4.4.3
Temps de fonctionnement	t_B	4.4.4
Temps de mesure	t_M	4.4.11
Temps de réserve (marge de sécurité)	t_R	4.4.5
Temps disponible non exploitable	t_{ns}	4.4.9
Temps disponible non exploité	t_{ng}	4.4.7
Temps nominal	t_N	4.4.2
Teneur en énergie	E	4.6.10
Tests d'exploitation		3.3.3
Tranche		3.1.2
Transit		3.9
Transport		1.3.1.2, 3.7, 4.1.14
Travail électrique	W	4.1.1
Unité de production		3.1.1
Usager du réseau		1.5
Utilisateur du réseau		1.5.1
Utilisation du temps de référence	n_t	4.5.1
Utilisation et disponibilités		4.5
Voisinage de réseaux électriques		3.11
Volatilité		2.75
Zone de réglage		3.15

Index des mots-clés

A

Accroissement de la consommation de chaleur.spécifique	145
Approvisionnement en électricité	22, 85
Arrêts	75
Autorisation de fonctionnement	53

B

Besoins en électricité	86
Bilan de puissance	123
Bilan énergétique	91
Brute	98

C

Centrale	48, 111
Centrales nucléaires	112
Charge	61, 121, 122
Charge maximale	110
Charge minimale	110
Charge résiduelle	109
Coefficient d'utilisation	143
Congestion	103
Conservation	54
Consommation d'électricité	92
brute	93
nette	93
totale	94
Consommation de chaleur	144
spécifique	144
Consommation des pompes	87
Consommation interne	89
Courbe de progression	96
de la charge	97

D

Déficit de puissance	122
Degré de simultanéité	137
Demande d'électricité	86
Démarrages	71, 73
Démarrages et arrêts	112
Disponibilité	134

Disponibilité en énergie	135, 136
Disponibilité en temps	135
Distribution	23
Durée d'utilisation	131

E

EAE	23
Électricité	
utile fournie	89, 90
Électricité fournie	87, 89, 90
Énergie	77
dispatchable	82
disponible	81
disponible non produite	81
électrique	77, 78
non dispatchable	83
non disponible	82
non disponible fortuite	82
non disponible programmée	82
Énergie de pompage	87
Énergie de réserve	82
Énergie excédentaire	81
Énergie nominale	78, 135
Énergie produite	79
Essais de mise en service	50

F

Fiabilité	55, 57, 61
Fiabilité de l'approvisionnement	25, 61
Fourniture d'électricité ...	34, 37, 89, 90, 91
directe	90
indirecte	91

G

Gestionnaire de réseau	25
Groupe-bilan	29, 30

I

Indisponibilité	158
Injection	58, 59, 60, 84, 85

Injection sur le réseau85, 86

L

Limitations de puissance160

M

Mesures de rétrofitting102

Mise en retrait d'exploitation54

Mise en service industrielle.....50, 52

Monotone.....96

de charge97

N

Nette99, 122

Non-dispatchabilité en temps130

P

Paramètres de puissance97

Paramètres de temps127

Pertes d'énergie sur le réseau88

Pertes de pompage87

Pertes de puissance122

Phase de commissionnement.....50

Plage de charge113

Point de connexion au réseau85

Pouvoir calorifique inférieur146

Pouvoir calorifique supérieur146

Production22

Production d'électricité

brute.....80

nette.....80

primaire79

secondaire79

Production d'électricité.....77, 79, 140

Alimentation du réservoir79

Soutirage du réservoir.....79

Profils de charge.....108

Programme prévisionnel.....29, 34

Puissance34, 67, 98, 100, 102, 104,
106, 121

brute.....98

centrales110

dispatchable.....106

disponible.....104

garantie121

injectable119

maximale.....108

minimale.....107

nette99

non affectée122

non dispatchable107

non disponible106

non disponible fortuite106

non disponible programmée.....106

non injectable105, 117

non injectée.....105

seuil.....107

solde122

Puissance apparente104

Puissance brute147

Puissance de base112

Puissance de fonctionnement 105, 112,
145

Puissance de pointe113

Puissance de réglage98

Puissance de réserve105

Puissance des centrales117, 119

injectable119

Puissance des systèmes auxiliaires

.....100

en fonctionnement.....100

Puissance des systèmes auxiliaires à

l'arrêt.....99

Puissance excédentaire.....105

Puissance fournie63, 117

Puissance maximale107

Puissance maximale admissible ... 103,
131

Puissance minimale107

Puissance mobilisée114

Puissance moyenne112

Puissance nette147

Puissance nominale.....78, 101

Puissance permanente104

Puissance réactive.....104

Puissance requise108

Puissance soutirée .114, 117, 119, 122

Puissance sûre114

R

Rapport de charge	137
Rapport de puissance.....	137
Redispatching	34, 71, 78
Rendement	138
centrale éolienne.....	139
centrale solaire.....	140
centrale thermique	138
Réseau . 25, 55, 57, 59, 64, 67, 70, 128	
pertes de puissance.....	122
Réseau	
Transport	48
Réserve de puissance	120, 121
requis	121
Réserve en heures	68
Réserve en jours	68

S

Secteur de l'électricité	21
Seuil de puissance	107
Soutirage d'électricité	37, 83, 84, 85
Systèmes auxiliaires	80, 81
à l'arrêt.....	81
Systèmes auxiliaires à l'arrêt	
puissance.....	99

T

Taux d'utilisation	131
Taux de charge.....	131
Taux de défaillance en énergie.....	136
Taux de production	135

Temps.....	127, 128
non dispatchable	130
non exploitable	129
taux de défaillance	136
Temps d'accès.....	130
Temps d'indisponibilité	130
fortuite	129
programmée.....	129
Temps d'utilisation	130
Temps de disponibilité	128
Temps de fonctionnement	128, 144
Temps de mesure.....	130, 140, 145
Temps de réserve.....	128
Temps nominal	78, 128
Temps non exploitable	
disponible	129
Temps non exploité	129
Teneur en énergie	145
Tests d'exploitation	51
Tranche	49
Transport	23, 84

U

Utilisation	134
Utilisation du temps de référence ..	135

V

Ventes d'électricité.....	86
---------------------------	----

Z

Zone de réglage.....	65
----------------------	----