

Reliability Coordination – Transmission Loading Relief

Coordination de la fiabilité – Allègement de la charge des installations de transport

TABLE OF CONTENTS

TABLE DES MATIÈRES

A. INTRODUCTION

- 1. Title
- 2. Number
- 3. Purpose
- 4. Applicability
- 5. Effective Date

B. REQUIREMENTS

R1 to R6

C. MEASURES

M1

D. COMPLIANCE

- 1. Compliance Monitoring Process
 - 1.1 Compliance Monitoring Responsibility
 - 1.2 Compliance Monitoring Period and Reset Time Frame
 - 1.3 Data Retention
 - 1.4 Additional Compliance Information
- 2. Levels of Non-Compliance
 - 2.1 Level 1
 - 2.2 Level 2
 - 2.3 Level 3
 - 2.4 Level 4

E. REGIONAL DIFFERENCES

VERSION HISTORY

A. INTRODUCTION

- 1. Titre
- 2. Numéro
- 3. Objet
- 4. Applicabilité
- 5. Date d'entrée en vigueur

B. EXIGENCES

E1 à E6

C. MESURES

M1

D. CONFORMITÉ

- 1. Processus de surveillance de la conformité
 - 1.1 Responsabilité de la vérification de la conformité
 - 1.2 Périodicité de la vérification de la conformité et délai de retour en conformité
 - 1.3 Conservation des données
 - 1.4 Autre information sur la conformité
- 2. Niveaux de non-conformité
 - 2.1 Niveau 1
 - 2.2 Niveau 2
 - 2.3 Niveau 3
 - 2.4 Niveau 4

E. DIFFÉRENCES RÉGIONALES

HISTORIQUE DES VERSIONS

Traduction française de la norme de la NERC IRO-006-3

Reliability Coordination – Transmission Loading Relief

Coordination de la fiabilité – Allègement de la charge des installations de transport

Ch.	English Version		Version française
-----	-----------------	--	-------------------

A. Introduction / Introduction

1.	Title: Reliability Coordination – Transmission Loading Relief	1.	Titre : Coordination de la fiabilité – Allègement de la charge des installations de transport
2.	Number: IRO-006-3	2.	Numéro : IRO-006-3
3.	Purpose: Regardless of the process it uses, the Reliability Coordinator must direct its Balancing Authorities and Transmission Operators to return the transmission system to within its Interconnection Reliability Operating Limits as soon as possible, but no longer than 30 minutes. The Reliability Coordinator needs to direct Balancing Authorities and Transmission Operators to execute actions such as reconfiguration, redispatch, or load shedding until relief requested by the TLR process is achieved.	3.	Objet : Quel que soit le processus qu'il utilise, le coordonnateur de la fiabilité doit ordonner à ses responsables de l'équilibrage et exploitants des réseaux de transport de ramener le réseau dans les limites de fiabilité d'exploitation de l'Interconnexion le plus rapidement possible, sans dépasser 30 minutes. Le coordonnateur de la fiabilité doit ordonner aux responsables de l'équilibrage et aux exploitants des réseaux de transport de prendre des mesures telles que la reconfiguration, la réaffectation ou le délestage de charge jusqu'à ce que l'allègement requis en vertu de la procédure d'allègement de la charge des installations de transport (TLR) soit réalisé.
4.	Applicability	4.	Applicabilité :
4.1	Reliability Coordinators	4.1	Coordonnateurs de la fiabilité
4.2	Transmission Operators	4.2	Exploitants des réseaux de transport
4.3	Balancing Authorities	4.3	Responsables de l'équilibrage
5.	Effective Date: E.2 effective upon BOT adoption. Changes to TLR 3b and 4 for IRO-006-2 to be announced.	5.	Date d'entrée en vigueur : Entrée en vigueur de l'exigence E.2 dès son adoption par le Conseil d'administration. Modifications des procédures d'allègement de la charge des installations de transport TLR 3b et 4 de la norme IRO-006-2 à venir.

B. Requirements / Exigences

R1	A Reliability Coordinator shall take appropriate actions in accordance with established policies, procedures, authority, and expectations to relieve transmission loading.	E1	Le coordonnateur de la fiabilité doit prendre les mesures appropriées d'allègement de la charge des installations de transport en conformité avec les politiques, les procédures, les responsabilités et les attentes établies.
----	--	----	---

Traduction française de la norme de la NERC IRO-006-3

Reliability Coordination – Transmission Loading Relief

Coordination de la fiabilité – Allègement de la charge des installations de transport

Ch.	English Version		Version française
R2	A Reliability Coordinator experiencing a potential or actual SOL or IROL violation within its Reliability Coordinator Area shall, at its discretion, select from either a “local” (Regional, Interregional, or subregional) transmission loading relief procedure or an Interconnection-wide procedure.	E2	Le coordonnateur de la fiabilité qui fait face à un dépassement possible ou réel des limites SOL ou IROL dans sa zone de fiabilité doit, à sa discrétion, choisir soit une procédure « locale » (régionale, interrégionale ou sous-régionale) d’allègement de la charge des installations de transport, soit une procédure applicable à toute l’Interconnexion.
R2.1	The Interconnection-wide Transmission Loading Relief (TLR) procedure for use in the Eastern Interconnection is provided in Attachment 1-IRO-006-0.	E2.1	La procédure d’allègement de la charge des installations de transport (TLR) applicable à toute l’Interconnexion de l’Est figure dans la pièce jointe 1-IRO-006-0.
R2.2	The equivalent Interconnection-wide transmission loading relief procedure for use in the Western Interconnection is the “WSCC Unscheduled Flow Mitigation Plan,” provided at: http://www.wecc.biz/documents/library/UFAS/UFAS_mitigation_plan_rev_2001-clean_8-8-03.pdf .	E2.2	La procédure d’allègement de la charge des installations de transport applicable à toute l’Interconnexion de l’Ouest est celle du plan d’atténuation « WSCC Unscheduled Flow Mitigation Plan » qui se trouve à l’adresse suivante : http://www.wecc.biz/documents/library/UFAS/UFAS_mitigation_plan_rev_2001-clean_8-8-03.pdf .
R2.3	The Interconnection-wide transmission loading relief procedure for use in ERCOT is provided as Section 7 of the ERCOT Protocols, posted at: http://www.ercot.com/tac/retailisoadhoccommittee/protocols/keydocs/draftercotprotocols.htm	E2.3	La procédure d’allègement de la charge des installations de transport applicable à toute l’Interconnexion ERCOT figure dans la section 7 des « ERCOT Protocols » qui se trouvent à l’adresse suivante : http://www.ercot.com/tac/retailisoadhoccommittee/protocols/keydocs/draftercotprotocols.htm .
R3	The Reliability Coordinator may use local transmission loading relief or congestion management procedures, provided the Transmission Operator experiencing the potential or actual SOL or IROL violation is a party to those procedures.	E3	Le coordonnateur de la fiabilité peut avoir recours aux procédures locales d’allègement de la charge des installations de transport ou de gestion des congestions, à la condition que l’exploitant des réseaux de transport qui fait face au dépassement possible ou réel des limites SOL ou IROL soit partie prenante de ces procédures..

Traduction française de la norme de la NERC IRO-006-3

Reliability Coordination – Transmission Loading Relief

Coordination de la fiabilité – Allègement de la charge des installations de transport

Ch.	English Version		Version française
R4	A Reliability Coordinator may implement a local transmission loading relief or congestion management procedure simultaneously with an Interconnection-wide procedure. However, the Reliability Coordinator shall follow the curtailments as directed by the Interconnection-wide procedure. A Reliability Coordinator desiring to use a local procedure as a substitute for curtailments as directed by the Interconnection-wide procedure shall have such use approved by the NERC Operating Committee.	E4	Le coordonnateur de la fiabilité peut instaurer une procédure locale d'allègement de la charge des installations de transport ou de gestion des congestions en même temps qu'il a recours à une procédure applicable à toute l'Interconnexion. Toutefois, le coordonnateur de la fiabilité doit respecter les réductions conformément à la procédure applicable à toute l'Interconnexion. Le coordonnateur de la fiabilité qui veut utiliser une procédure locale en remplacement des réductions exigées par la procédure applicable à toute l'Interconnexion doit faire approuver cette utilisation par le Comité d'exploitation de la NERC.
R5	When implemented, all Reliability Coordinators shall comply with the provisions of the Interconnection-wide procedure including, for example, action by Reliability Coordinators in other Interconnections to curtail an Interchange Transaction that crosses an Interconnection boundary.	E5	Une fois la procédure instaurée, tous les coordonnateurs de la fiabilité doivent se conformer aux prescriptions de la procédure applicable à toute l'Interconnexion y compris, par exemple, toute mesure prise par les coordonnateurs de la fiabilité des autres Interconnexions visant à réduire une transaction d'échange qui traverse une frontière de l'Interconnexion.
R6	During the implementation of relief procedures, and up to the point that emergency action is necessary, Reliability Coordinators and Balancing Authorities shall comply with interchange scheduling standards INT-001 through INT-004.	E6	Pendant l'instauration des procédures d'allègement, et jusqu'à ce qu'une intervention d'urgence soit nécessaire, les coordonnateurs de la fiabilité et les responsables de l'équilibrage doivent se conformer aux normes de programmation des échanges INT-001 à INT-004.

C. Measures / Mesures

M1	If required, an investigation will be conducted to determine whether appropriate actions were taken in accordance with established policies, procedures, authority, and expectations to relieve transmission loading, including notifying appropriate Reliability Coordinators and operating entities to curtail Interchange Transactions.	M1	Si nécessaire, une enquête sera menée afin de déterminer si les mesures appropriées d'allègement de la charge des installations de transport ont été prises en conformité avec les politiques, les procédures, les responsabilités et les attentes établies, y compris pour savoir si on a demandé aux coordonnateurs de la fiabilité et aux entités d'exploitation de réduire les transactions d'échange.
----	--	----	--

Ch.	Original (anglais)		Traduction (français)
-----	--------------------	--	-----------------------

D. Compliance / Conformité

1.	<p>Compliance Monitoring Process</p> <p>The Regional Reliability Organization or NERC may initiate an investigation if there is a complaint that an entity has not implemented relief procedures in accordance with these requirements.</p>	1.	<p>Processus de surveillance de la conformité</p> <p>L'organisation régionale de fiabilité ou la NERC peut ouvrir une enquête à la réception d'une plainte voulant qu'une entité n'ait pas instauré les procédures d'allègement conformément aux présentes exigences.</p>
1.1	<p>Compliance Monitoring Responsibility</p> <p>Not specified.</p>	1.1	<p>Responsabilité pour la surveillance de la conformité</p> <p>Aucune exigence précisée.</p>
1.2	<p>Compliance Monitoring Period and Reset Time Frame</p> <p>Compliance Monitoring Period: One calendar year. Reset Period: One month without a violation.</p>	1.2	<p>Périodicité de la vérification de la conformité et délai de retour en conformité</p> <p>Périodicité : Une année civile. Durée de la validité de la vérification de la conformité : Un mois, s'il n'y a pas eu de violation.</p>
1.3	<p>Data Retention</p> <p>One calendar year.</p>	1.3	<p>Conservation des données</p> <p>Une année civile.</p>
1.4	<p>Additional Compliance Information</p> <p>Not specified.</p>	1.4	<p>Autre information sur la conformité</p> <p>Aucune exigence précisée.</p>
2.	<p>Levels of Non-Compliance:</p>	2.	<p>Niveaux de non-conformité :</p>
2.1	<p>Level 1: Not applicable.</p>	2.1	<p>Niveau 1 : Ne s'applique pas</p>
2.2	<p>Level 2: Not applicable.</p>	2.2	<p>Niveau 2 : Ne s'applique pas</p>
2.3	<p>Level 3: Not applicable.</p>	2.3	<p>Niveau 3 : Ne s'applique pas</p>
2.4	<p>Level 4: The Reliability Coordinator did not implement loading relief procedures in accordance with the standard.</p>	2.4	<p>Niveau 4 : Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas instauré de procédures d'allègement de la charge conformément à la norme.</p>

Ch.	English Version		Version française
-----	-----------------	--	-------------------

E. Regional Differences / Différences régionales

1.	<p><u>PJM/MISO Enhanced Congestion Management (Curtailed/Reload/Reallocation) Waiver approved March 25, 2004.</u></p>	1.	<p>Dispense pour la PJM et le MISO - <u>PJM/MISO Enhanced Congestion Management Waiver Request (Curtailed/Reload/Reallocation)</u> en vigueur le 25 mars 2004.</p>
2.	<p>Southwest Power Pool (SPP) Regional Difference – Enhanced Congestion Management (Curtailed/Reload/Reallocation). The SPP regional difference, which is equivalent to the PJM/MISO waiver, shall apply within the SPP region as follows:</p> <p>This regional difference impacts actions on behalf of those SPP Balancing Authorities that are participating in the SPP market. This regional difference does not impact those Balancing Authorities for which SPP will continue to act as the Reliability Coordinator but that are not participating in the SPP market.</p> <p>SPP shall calculate the impacts of SPP market flow on all facilities included in SPP’s Coordinated Flowgate List. SPP shall conduct sensitivity studies to determine which external flowgates (outside SPP’s footprint) are significantly impacted by the market flows of SPP’s control zones (currently the balancing areas that exist today in the IDC). SPP shall perform studies to determine which external flowgates SPP will monitor and help control. An external flowgate selected by one of the studies will be considered a Coordinated Flowgate (CF).</p> <p>In its calculation, SPP shall consider market flow impacts as the impacts of energy dispatched by the SPP market and self-dispatched energy serving load in the market footprint, but not tagged. SPP shall use a method equivalent to the PJM/MISO Market Flow Calculation methodology identified in the PJM/MISO waiver. Impacts of tagged transactions representing delivery of energy not dispatched by the SPP market and energy dispatched by the market but delivered outside the footprint will not be included in market flow.</p> <p>SPP shall separate the market flow impacts for current hour and next hour into their appropriate priorities and shall provide those market flow impacts to the IDC.</p>	2.	<p>Différence régionale pour le regroupement Southwest Power Pool (SPP) – Gestion améliorée des congestions (réduction/rétablissement/réaffectation). La présente différence régionale, qui est équivalente à la dispense pour la PJM et le MISO, doit s’appliquer comme suit dans la région du SPP :</p> <p>La présente différence régionale influe sur les mesures prises pour le compte des responsables de l’équilibrage du SPP participant au marché du SPP. La présente différence régionale n’a pas d’incidence sur les responsables de l’équilibrage pour lesquels le SPP continue à agir à titre de coordonnateur de la fiabilité, mais qui ne participent pas au marché du SPP.</p> <p>Le SPP doit calculer les incidences des transits de marché du SPP sur toutes les installations comprises dans la liste des interfaces coordonnées du SPP. Le SPP doit mener des études de sensibilité afin de déterminer quelles interfaces externes (à l’extérieur du rayon d’action du SPP) sont touchées de façon importante par les transits de marché des zones de contrôle du SPP (zones d’équilibrage figurant aujourd’hui dans l’IDC – logiciel de calcul de la répartition des échanges). Le SPP doit effectuer des études en vue de déterminer quelles interfaces externes feront l’objet de la surveillance et de l’aide au réglage du SPP. Une interface externe sélectionnée dans le cadre de ces études sera considérée comme une interface coordonnée (Coordinated Flowgate – CF).</p> <p>Dans son calcul, le SPP doit considérer les incidences des transits de marché comme étant les incidences de l’énergie répartie par le marché SPP et l’énergie autorépartie alimentant une charge dans le rayon d’action du marché, mais non étiquetée. Le SPP doit avoir recours à une méthode équivalente à</p>

Reliability Coordination – Transmission Loading Relief

Coordination de la fiabilité – Allègement de la charge des installations de transport

Ch.	English Version		Version française
	<p>The market flows will be represented in the IDC and made available for curtailment under the appropriate TLR Levels. The market flow impacts will not be represented by conventional interchange transaction tags.</p> <p>The SPP method will impact the following sections of the TLR Procedure:</p> <p>Network and Native Load (NNL) Calculations — The SPP regional difference modifies Attachment 1-IRO-006-1 Section 5 “Parallel Flow Calculation Procedure for Reallocating or Curtailing Firm Transmission Service” within the SPP region.</p> <p>Section 5 of Attachment 1-IRO-006-1 requires that the “Per Generator Method without Counter Flow” methodology be utilized to calculate the portion of parallel flows on any Constrained Facility due to Network Integration (NI) transmission service and service to Native Load (NL) of each balancing authority.</p> <p>SPP shall use a “Market Flow Calculation” methodology to calculate the portion of parallel flows on all facilities included in the RTO’s “Coordinated Flowgate List” due to NI service or service to NL of each balancing authority.</p> <p>The Market Flow Calculation differs from the Per Generator Method in the following ways:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ The contribution from all market area generators will be taken into account. ▪ In the Per Generator Method, only generators having a GLDF greater than 5% are included in the calculation. Additionally, generators are included only when the sum of the maximum generating capacity at a bus is greater than 20 MW. The market flow calculations will use all positively impacting flows down to 0% with no threshold. Counter flows will not be included in the market flow calculation. ▪ The contribution of all market area generators is based on the present output level of each individual unit. ▪ The contribution of the market area load is based on the present demand at each individual bus. <p>By expanding on the Per Generator Method, the</p>		<p>la méthodologie de calcul des transits de marché figurant dans la dispense du PJM et de la MISO. Les incidences des transactions étiquetées représentant la livraison d’énergie non répartie par le marché du SPP et l’énergie répartie par le marché, mais livrée à l’extérieur du rayon d’action ne doivent pas être comprises dans le calcul des transits de marché.</p> <p>Le SPP doit classer les incidences des transits de marché pour l’heure en cours et l’heure suivante en fonction de leurs priorités appropriées et transmettre ces incidences de transit de marché à l’IDC. Les transits de marché seront représentés dans l’IDC et mis en disponibilité pour la réduction en vertu des niveaux TLR appropriés d’allègement de la charge de transport. Les incidences des transits de marché ne seront pas représentées par les étiquettes d’échange courantes.</p> <p>La méthode utilisée par le SPP touche les sections ci-après de la procédure d’allègement de la charge des installations de transport :</p> <p>Calculs de la charge locale et du réseau (NNL) – la différence régionale pour le SPP a pour effet de modifier les exigences de la section 5 intitulée « Parallel Flow Calculation Procedure for Reallocating or Curtailing Firm Transmission Service » de la pièce jointe 1-IRO-006-1, dans la région du SPP.</p> <p>La section 5 de la pièce jointe 1-IRO-006-1 stipule que la méthodologie « Per Generator Method without Counter Flow » (méthode par groupe de production sans contre-transit) doit servir à calculer la portion des transits parallèles sur toute installation encombrée en raison du service de transport en réseau intégré et du service de transport pour l’alimentation de la charge locale de chaque responsable de l’équilibrage.</p> <p>Le SPP doit utiliser la méthodologie « Market Flow Calculation » (calcul des transits de marché) pour calculer la portion des transits parallèles sur toutes les installations comprises dans la liste des interfaces coordonnées de l’organisation de transport régionale en raison du service de transport en réseau intégré et du service de transport pour l’alimentation de la charge locale de chaque responsable de l’équilibrage.</p> <p>La méthode de calcul des transits de marché « Market Flow Calculation » diffère de la méthode</p>

Ch.	English Version	Version française
	<p>market flow calculation evolves into a methodology very similar to the “Per Generator Method” method, while providing increased Interchange Distribution Calculator (IDC) granularity. Counter flows are also calculated and tracked in order to account for and recognize that the either the positive market flows may be reduced or counter flows may be increased to provide appropriate relief on a flowgate.</p> <p>These NNL values will be provided to the IDC to be included and represented with the calculated NNL values of other Balancing Authorities for the purposes of identifying and obtaining required NNL relief across a flowgate in congestion under a TLR Level 5A/5B.</p> <p>Pro Rata Curtailment of Non-Firm Market Flow Impacts — The SPP regional difference modifies Attachment 1-IRO-006-1 Appendix B “Transaction Curtailment Formula” within the SPP region.</p> <p>Appendix B “Transaction Curtailment Formula” details the formula used to apply a weighted impact to each non-firm tagged Interchange Transaction (Priorities 1 thru 6) for the purposes of Curtailment by the IDC. For the purpose of Curtailment, the non-firm market flow impacts (Priorities 2 and 6) submitted to the IDC by SPP should be curtailed pro-rata as is done for Interchange Transaction using firm transmission service. This is because several of the values needed to assign a weighted impact using the process listed in Appendix B will not be available:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Distribution Factor (no tag to calculate this value from) ▪ Impact on Interface value (cannot be calculated without Distribution Factor) ▪ Impact Weighting Factor (cannot be calculated without Distribution Factor) ▪ Weighted Maximum Interface Reduction (cannot be calculated without Distribution Factor) ▪ Interface Reduction (cannot be calculated without Distribution Factor) ▪ Transaction Reduction (cannot be calculated without Distribution Factor) <p>While the non-firm market flow impacts submitted to the IDC are to be curtailed pro rata, the impacting non-firm tagged Interchange Transactions could still</p>	<p>de calcul par groupe de production « Per Generator Method » comme suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ La contribution de tous les groupes de production de la zone du marché sera prise en compte. ▪ Dans la méthode de calcul par groupe de production, seuls les groupes de production ayant un facteur de répartition production–charge (GLDF) supérieur à 5 % sont pris en compte dans le calcul. De plus, les groupes de production sont pris en compte seulement quand la capacité de production maximale à une barre est supérieure à 20 MW. Le calcul des transits de marché doit prendre en compte tous les transits ayant une incidence positive jusqu’à 0 %, sans seuil. Les contre-transits ne doivent pas être inclus dans le calcul des transits de marché. ▪ La contribution de tous les groupes de production dans la zone de marché est basée sur le niveau actuel de puissance produite par chaque groupe individuel. ▪ La contribution de la charge de la zone de marché est basée sur la demande actuelle de chaque barre individuelle. <p>Par son élargissement, la méthode de calcul des transits de marché ressemble beaucoup à la méthode par groupe de production, tout en permettant une augmentation de la granularité du logiciel de calcul de la répartition des échanges (IDC). Les contre-transits sont aussi calculés et surveillés de façon à prendre en compte et à reconnaître que soit les transits de marché positifs peuvent être réduits soit les contre-transits peuvent être augmentés de façon à assurer un allègement approprié de la charge à l’interface.</p> <p>Ces valeurs de calcul de la charge locale et du réseau (NNL) doivent être transmises à l’IDC de sorte qu’elles soient prises en compte et représentées dans le calcul des valeurs NNL des autres responsables de l’équilibrage pour les besoins de détermination et d’obtention de l’allègement NNL nécessaire à l’échelle d’une interface congestionnée, conformément à la procédure d’allègement de la charge de niveau TLR 5A/5B.</p> <p>Réduction au prorata des incidences des transits</p>

Ch.	English Version	Version française
	<p>use the existing processes to assign the weighted impact value.</p> <p>Assignment of Sub-Priorities — The SPP regional difference modifies Attachment 1-IRO-006-1 Appendix E “How the IDC Handles Reallocation”, Section E2 “Timing Requirements”, within the SPP region.</p> <p>Under the header “IDC Calculations and Reporting” in Section E2 of Appendix E to Attachment 1-IRO-006-1, the following requirement exists: “In a TLR Level 3a the Interchange Transactions using Non-firm Transmission Service in a given priority will be further divided into four sub-priorities, based on current schedule, current active schedule (identified by the submittal of a tag ADJUST message), next-hour schedule, and tag status. Solely for the purpose of identifying which Interchange Transactions to be loaded under a TLR 3a, various MW levels of an Interchange Transaction may be in different sub-priorities. The sub-priorities are shown in the following table:</p>	<p>de marché sur les échanges non fermes (la différence régionale pour le SPP a pour effet de modifier l’annexe B « Transaction Curtailment Formula » (formule de réduction des transactions) de la pièce jointe 1-IRO-006-1, dans la région du SPP.</p> <p>L’annexe B « Transaction Curtailment Formula » (formule de réduction des transactions) décrit en détail la formule utilisée pour calculer l’incidence pondérée sur chaque transaction d’échange étiquetée non ferme (priorités 1 à 6) pour les besoins de réduction par l’IDC. Pour les besoins de la réduction, les incidences des transits de marché sur les transactions d’échange non fermes (priorités 2 et 6) transmises à l’IDC par le SPP doivent être réduites au prorata comme dans le cas des transactions d’échange effectuées à l’aide du service de transport ferme. La raison en est qu’un bon nombre des valeurs nécessaires à la détermination de l’incidence pondérée à utiliser à l’aide du processus décrit à l’annexe B ne sont pas connues :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ facteur de répartition (il n’y a aucune étiquette à partir de laquelle on peut calculer cette valeur), ▪ incidence sur la valeur de l’interface (elle ne peut pas être calculée sans le facteur de répartition), ▪ facteur pondéré d’incidence (il ne peut pas être calculé sans le facteur de répartition), ▪ réduction pondérée maximale de l’interface (elle ne peut pas être calculée sans le facteur de répartition) ▪ réduction de l’interface (elle ne peut pas être calculée sans le facteur de répartition), ▪ réduction de la transaction (elle ne peut pas être calculée sans le facteur de répartition). <p>Bien que les incidences des transits de marché sur les transactions d’échange non fermes transmises à l’IDC doivent être réduites au prorata, on peut toujours faire appel aux processus existants pour le calcul de la valeur d’incidence pondérée à appliquer dans le cas des transactions d’échange étiquetées non fermes.</p> <p>Attribution des sous-priorités (la différence régionale pour le SPP a pour effet de modifier la</p>

Ch.	English Version			Version française	
				<p>section E2 « Timing Requirements » de l'annexe E « How the IDC Handles Reallocation » de la pièce jointe 1-IRO-006-1.</p> <p>Sous la rubrique « IDC Calculations and Reporting » de la Section E2 de l'annexe E de la pièce jointe 1-IRO-006-1, on trouve les exigences ci-après : Dans le cas d'un niveau d'allègement de la charge TLR 3a, les transactions d'échange faisant appel au service de transport non ferme classées selon une priorité donnée doivent être subdivisées à nouveau selon quatre sous-priorités basées sur le programme actuel, le programme actif actuel (déterminé par la transmission d'un message ADJUST de correction d'étiquette), le programme pour l'heure suivante et le statut de l'étiquette. Uniquement pour les besoins de détermination des transactions d'échanges devant faire l'objet d'une mise en charge en vertu du niveau d'allègement TLR 3a, des sous-priorités différentes peuvent être attribuées aux divers niveaux de MW d'une transaction d'échange. Les sous-priorités sont expliquées dans le tableau ci-après :</p>	
Priority	Purpose	Explanation and Conditions	Priorité	Objet	Explications et conditions
S1	To allow a flowing Interchange Transaction to maintain or reduce its current MW amount in accordance with its energy profile.	The MW amount is the lowest between currently flowing MW amount and the next-hour schedule. The currently flowing MW amount is determined by the e-tag ENERGY PROFILE and ADJUST tables. If the calculated amount is negative, zero is used instead.	S1	Permettre de conserver ou de réduire la quantité actuelle de MW d'une transaction d'échange en cours selon son profil d'énergie.	La quantité de MW est la plus petite des valeurs entre la quantité de MW en transit et celle du programme pour l'heure suivante. La quantité de MW en transit est déterminée par les tables des étiquettes électroniques ENERGY PROFILE et ADJUST. Si la quantité calculée est négative, on utilise la valeur zéro.
S2	To allow a flowing Interchange Transaction that has been curtailed or halted by TLR to reload to the lesser of its current-hour MW amount or next-hour schedule in accordance with its energy profile.	The Interchange Transaction MW amount used is determined through the e-tag ENERGY PROFILE and ADJUST tables. If the calculated amount is negative, zero is used instead.	S2	Permettre qu'une transaction d'échange en cours ayant été réduite ou interrompue en vertu de la procédure d'allègement de la charge des installations de transport soit rétablie à la plus petite des valeurs suivantes : la quantité de MW pour l'heure en cours ou celle du programme pour l'heure suivante, selon le profil d'énergie.	La quantité de MW utilisée est déterminée à l'aide des tables des étiquettes électroniques ENERGY PROFILE et ADJUST. Si la quantité calculée est négative, on utilise la valeur zéro.
S3	To allow a flowing Transaction to increase from its current-hour schedule to its next-hour schedule in accordance with its energy profile.	The MW amounts used in this sub-priority is determined by the e-tag ENERGY PROFILE table. If the calculated amount is negative, zero is used instead.	S3	Permettre qu'une transaction d'échange en cours soit augmentée de la valeur de son programme pour l'heure actuelle à celle de son programme pour l'heure suivante, selon son profil	Les quantités de MW utilisées sont déterminées par la table de l'étiquette électronique ENERGY PROFILE. Si la quantité calculée est négative, on utilise la valeur zéro.

Reliability Coordination – Transmission Loading Relief

Coordination de la fiabilité – Allègement de la charge des installations de transport

Ch.	English Version			Version française	
S4	To allow a Transaction that had never started and was submitted to the Tag Authority after the TLR (level 2 or higher) has been declared to begin flowing (i.e., the Interchange Transaction never had an active MW and was submitted to the IDC after the first TLR Action of the TLR Event had been declared.)	The Transaction would not be allowed to start until all other Interchange Transactions submitted prior to the TLR with the same priority have been (re)loaded. The MW amount used is the sub-priority is the next-hour schedule determined by the e-tag ENERGY PROFILE table.	S4	d'énergie. Permettre qu'une transaction n'ayant jamais commencée, et ayant été soumise au responsable de l'étiquette après que le début de l'allègement de la charge des installations de transport (de niveau TLR 2 ou plus) a été déclaré (c.-à-d. qu'aucun MW actif n'a transité dans le cadre de la transaction d'échange qui a été transmise à l'IDC après que la première mesure de la procédure d'allègement de la charge avait été déclarée).	La transaction ne devrait pas commencer avant le rétablissement de toutes les autres transactions d'échange ayant la même priorité qui ont été transmises avant le début de l'allègement de la charge des installations de transport. La quantité de MW utilisée en vertu de la sous-priorité est celle du programme pour l'heure suivante déterminée à l'aide de la table de l'étiquette électronique ENERGY PROFILE.
<p>SPP shall use a "Market Flow Calculation" methodology to calculate the amount of energy flowing across all facilities included in the RTO's "Coordinated Flowgate List" that is associated with the operation of the SPP market. This energy is identified as "market flow."</p> <p>These market flow impacts for current hour and next hour will be separated into their appropriate priorities and provided to the IDC by SPP. The market flows will then be represented and made available for curtailment under the appropriate TLR Levels.</p> <p>Even though these market flow impacts (separated into appropriate priorities) will not be represented by conventional "tags," the impacts and their desired levels will still be provided to the IDC for current hour and next hour. Therefore, for the purposes of reallocation, a sub-priority (S1 thru S4) should be assigned to these market flow impacts by the NERC IDC as follows, using comparable logic as would be used if the impacts were in fact tagged transactions.</p>			<p>Le SPP doit utiliser la méthodologie de « calcul des transits de marché » pour déterminer la quantité d'énergie transitant dans toutes les installations comprises dans la « liste des interfaces coordonnées » de l'organisation de transport régionale associée à l'exploitation du marché du SPP. Cette énergie est désignée « transit de marché ».</p> <p>Le SPP doit attribuer les priorités appropriées aux incidences des transits de marché pour l'heure en cours et l'heure suivante et les transmettre à l'IDC. Les transits de marché doivent ensuite être représentés et mis en disponibilité pour la réduction selon les niveaux TLR appropriés d'allègement de la charge des installations de transport.</p> <p>Bien que ces incidences des transits de marché (classées selon les priorités appropriées) ne soient pas représentées par des « étiquettes » courantes, les incidences pour l'heure en cours et l'heure suivante, accompagnées des niveaux désirés, devront quand même être transmises à l'IDC. Par conséquent, pour les besoins de réaffectation, une sous-priorité (S1 à S4) doit être attribuée à ces incidences de transit de marché par l'IDC de la NERC comme indiqué ci-après, à l'aide d'une logique comparable à celle qui serait utilisée si les incidences étaient en fait des transactions étiquetées.</p>		

Traduction française de la norme de la NERC IRO-006-3

Reliability Coordination – Transmission Loading Relief

Coordination de la fiabilité – Allègement de la charge des installations de transport

Ch.		Original (anglais)		Traduction (français)	
Priority	Purpose	Explanation and Conditions	Priorité	Objet	Explication et conditions
S1	To allow existing market flow to maintain or reduce its current MW amount.	The currently flowing MW amount is the amount of market flow existing after the RTO has recognized the constraint for which TLR has been called. If the calculated amount is negative, zero is used instead.	S1	Permettre que la quantité de MW actuelle d'un transit de marché existant soit conservée ou réduite	La quantité de MW transitant actuellement est la quantité du transit de marché existant après que l'organisme de transport régional a reconnu l'encombrement pour lequel l'allègement de la charge des installations de transport a été demandé. Si la quantité calculée est négative, on utilise la valeur zéro.
S2	To allow market flow that has been curtailed or halted by TLR to reload to its desired amount for the current-hour.	This is the difference between the current hour unconstrained market flow and the current market flow. If the current-hour unconstrained market flow is not available, the IDC will use the most recent market flow since the TLR was first issued or, if not available, the market flow at the time the TLR was first issued.	S2	Permettre qu'un transit de marché existant ayant été réduit ou interrompu par en vertu de la procédure d'allègement de la charge des installations de transport soit rétablie à la quantité voulue pour l'heure en cours.	Il s'agit de la différence entre le transit de marché non encombré pour l'heure en cours et le transit de marché actuel. Quand le transit de marché non encombré pour l'heure en cours n'est pas connu, l'IDC utilise le dernier transit de marché depuis la première demande d'allègement de la charge des installations de transport ou, s'il n'est pas connu, le transit de marché au moment de la première demande d'allègement de la charge des installations de transport.
S3	To allow a market flow to increase to its next-hour desired amount.	This is the difference between the next hour and current hour unconstrained market flow.	S3	Permettre qu'un transit de marché soit augmenté à la quantité désirée pour l'heure suivante	Il s'agit de la différence entre le transit de marché non encombré pour l'heure en cours et celui pour l'heure suivante.

Traduction française de la norme de la NERC IRO-006-3

Reliability Coordination – Transmission Loading Relief

Coordination de la fiabilité – Allègement de la charge des installations de transport

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
0	April 1, 2005	Effective Date	New
0	August 8, 2005	Removed "Proposed" from Effective Date	Errata
1	August 8, 2005	Revised Attachment 1	Revision

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouveau
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposée » dans l'expression « Date d'entrée en vigueur » (version anglaise)	Erratum
1	8 août 2005	Révision de la pièce jointe 1	Révision