# К О Д Е К С
# газотранспортної системи

# C O D E
# of the gas transmission system

## ЗМІСТ
## CONTENT


**I. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ** ..... 12

**I. GENERAL PROVISIONS** ..... 12

1. Загальні засади, терміни та скорочення ..... 12

1. General provisions, terms and abbreviations ..... 12

2. Умови визначення обсягу та фізико-хімічних показників природного газу. ..... 29

2. Conditions for the specification of a volume and physical and chemical properties of natural gas. ..... 29

3. Основні засади доступу до газотранспортної системи. ..... 29

3. Main principles of access to gas transmission system. ..... 29

**II. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ, ВИЗНАЧЕННЯ ТОЧОК ВХОДУ І ТОЧОК ВИХОДУ** ..... 34

**II. CHARACTERISTICS OF GAS TRANSMISSION SYSTEM, SPECIFICATION OF ENTRY AND EXIT POINTS** ..... 34

1. Характеристика газотранспортної системи ..... 34

1. Characteristics of the gas transmission system ..... 34

2. Визначення точок входу і точок виходу, віртуальних точок газотранспортної системи.....35
2. Specification of entry and exit points, virtual points of the gas transmission system. .....35
**III. НОРМИ ЯКОСТІ, ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТА ІНШІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ПРАВИЛА ОБЛІКУ ТА ДОКУМЕНТАЛЬНЕ ОФОРМЛЕННЯ ПРИЙМАННЯ-ПЕРЕДАЧІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ.**.....38
**III. QUALITY NORMS, PHYSICAL AND CHEMICAL INDICATORS AND OTHER CHARACTERISTICS OF NATURAL GAS, RULES OF METERING AND DOCUMENTARY EXECUTION OF ACCEPTANCE AND DELIVERY OF NATURAL GAS.**.....38
1. Норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до транспортування в газотранспортній системі.....38
1. Quality norms, physical and chemical properties and other characteristics of natural gas, accepted for transmission in the gas transmission system. .....38
2. Порядок обліку природного газу.....44
2. Procedure for natural gas metering. .....44
3. Порядок перевірок, повірок, експертиз вузлів обліку газу. .....51
3. Procedure of examination, calibration, expert assessment of gas metering facilities.....51
4. Порядок ведення обліку газу у разі тимчасової несправності або виведення комерційного ВОГ (ПВВГ) з експлуатації.....53
4. Procedure of gas metering in case of a temporary failure or decommissioning of the GCMS (DMS). .....53
5. Порядок вирішення спірних питань щодо обсягу та ФХП переданого/прийнятого газу.....54
5. Disputes settlement procedure with regard to the quantity and PCP of the delivered/received gas.....54
6. Порядок обміну даними про виміряні обсяги газу та організація системи збору передачі даних .....55
6. Procedure for exchanging data on the metered gas volumes and organization of data transfer system.....55
7. Документальне оформлення приймання-передачі природного газу.....57
7. Documentary execution of natural gas acceptance and delivery. .....57
**IV. УМОВИ ВЗАЄМОДІЇ З ОПЕРАТОРОМ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ, ПОРЯДОК ПРИСВОЄННЯ EIC-КОДІВ ТА ВИМОГИ ДО ІНФОРМАЦІЙНОЇ ПЛАТФОРМИ**.....61
**IV. CONDITIONS OF COOPERATION WITH THE TSO, PROCEDURE OF ASSIGNING EIC-CODES AND REQUIREMENTS FOR THE INFORMATION PLATFORM** .....61

1. Умови взаємодії з оператором газотранспортної системи. 61
1. Conditions of cooperation with the TSO. 61
2. Порядок присвоєння EIC-кодів суб'єктам ринку природного газу. 64
2. Procedure of assigning EIC-codes to natural gas market entities. 64
3. Технічні вимоги до інформаційної платформи оператора газотранспортної системи 70
3. TSO information platform technical requirements. 70
4. Вимоги до наповнення інформаційної платформи поточними та статистичними даними 76
4. Requirements for filling the information platform with current and statistical data 76
5. Формування Реєстру споживачів постачальника 79
5. Formation of the Supplier's Consumer Registry 79
**V. УМОВИ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ, ОСНОВНІ ПРАВИЛА ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ, ПЛАНУВАННЯ РОЗВИТКУ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ** 92
**V. CONDITIONS OF SECURE AND RELIABLE OPERATION OF THE GAS TRANSMISSION SYSTEM, BASIC RULES OF TECHNICAL OPERATION OF THE GAS TRANSMISSION SYSTEM, GAS TRANSMISSION SYSTEM DEVELOPMENT PLANNING** 92
1. Умови надійної та безпечної експлуатації газотранспортної системи, основні правила технічної експлуатації газотранспортної системи 92
1. Conditions of secure and reliable operation of the gas transmission system, basic rules of technical operation of the gas transmission system 92
2. Планування розвитку газотранспортної системи 95
2. Gas transmission system development planning. 95
3. Документальне оформлення плану розвитку газотранспортної системи 97
3. Documentation of the gas transmission system development plan 97
4. Порядок подання, розгляду та затвердження плану розвитку 104
4. The order of the development plan's presentation, review and approval 104
5. Виконання плану розвитку 107

5. Development plan implementation ..... 107
6. Порядок надання звітної інформації щодо виконання плану розвитку ..... 109
6. The procedure for reporting information on the development plan implementation ..... 109
**VI. ТЕХНІЧНІ УМОВИ ДОСТУПУ ТА ПОРЯДОК ПРИЄДНАННЯ ДО ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ** ..... 110
**VI. TECHNICAL CONDITIONS OF ACCESS AND PROCEDURE OF CONNECTION TO THE GAS TRANSMISSION SYSTEM.** ..... 110
1. Загальні умови ..... 110
1. General provisions. ..... 110
2. Порядок приєднання об'єктів замовників до газотранспортної системи. ..... 113
2. Procedure of connection of Users' facilities to the gas transmission system. ..... 113
**VII ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТНИХ РОБІТ НА ГАЗОТРАНСПОРТНІЙ СИСТЕМІ** ..... 127
**VII. PERFORMANCE OF REPAIR WORKS IN THE GAS TRANSMISSION SYSTEM** ..... 127
1. Планування робіт, що викликають зміну в умовах функціонування газотранспортної системи. ..... 127
1. Planning of works that cause a change under conditions of gas transmission system operation. ..... 127
2. Повідомлення замовника послуг транспортування про зміни в умовах функціонування газотранспортної системи. ..... 129
2. Notification of the Network User of changes in conditions of gas transmission system operation. ..... 129
**VIII. ПОРЯДОК УКЛАДЕННЯ ДОГОВОРУ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ФІНАНСОВЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ** ..... 130
**VIII. PROCEDURE OF CONCLUSION OF NATURAL GAS TRANSMISSION AGREEMENT AND FINANCIAL SECURITY** ..... 130
1. Порядок укладення договору транспортування природного газу. ..... 130
1. Procedure of conclusion of the natural gas transmission agreement. ..... 130
2. Фінансове забезпечення. ..... 133
2. Financial security. ..... 133
**IX. РОЗПОДІЛ ПОТУЖНОСТІ.** ..... 142
**IX. CAPACITY ALLOCATION** ..... 142

1. Загальні умови.....142
1. General conditions.....142
2. Надання доступу до потужності.....146
2. Provision of access to capacity.....146
3. Заявка на розподіл потужності.....147
3. Application for capacity allocation.....147
4. Процедура попереднього розгляду заявки на розподіл потужності.....148
4. Procedure of preliminary review of the application for capacity allocation.....148
5. Процедура розподілу потужності.....149
5. Capacity allocation procedure.....149
6. Узгодження розподілу потужності.....152
6. Capacity Allocation Confirmation.....152
7. Потужність на період однієї газової доби.....153
7. Capacity on day-ahead basis.....153
8. Потужність з обмеженнями.....155
8. Capacity with restrictions.....155
9. Процедура передачі потужності.....162
9. Procedure of Capacity Transfer.....162
**X. ПРИПИНЕННЯ, ОБМЕЖЕННЯ ТА ВІДНОВЛЕННЯ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**.....163
**X. TERMINATION, RESTRICTION AND RENEWAL OF NATURAL GAS TRANSMISSION**.....163
1. Припинення, обмеження транспортування природного газу.....163
1. Termination, restriction of natural gas transmission.....163
2. Відновлення транспортування природного газу.....170

2. Restoration of natural gas transmission. 170
**XI. НОМІНАЦІЯ ТА РЕНОМІНАЦІЯ** 171
**XI. NOMINATION AND RENOMINATION** 171
1. Загальні умови надання номінацій. 171
1. General conditions for providing nominations. 171
2. Процедура подання номінації 181
2. Nomination submission procedure 181
3. Процедура надання реномінації 183
3. Renomination submission procedure 183
4. Перевірка відповідності номінацій/реномінацій для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях 185
4. Verification of compliance of nominations/renominations for cross-border entry/exit points 185
5. Перевірка відповідності номінацій для точок входу від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств) та точок виходу до суміжних газовидобувних підприємств 186
5. Verification of compliance of nominations for entry points from adjacent gas producers (through the networks of which natural gas of another producer or group of producers can be transmitted) and entry points to the adjacent producer. 186
6. Перевірка відповідності номінації для точок входу з установок LNG, для точок входу/виходу з/до газосховищ та для точок входу/виходу з/до митного складу газосховища чи групи газосховищ 187
6. Verification of compliance of a nomination for entry points from LNG facilities or for entry/exit points from/to gas storage facilities and for entry/exit points from/to customs warehouse of a gas storage facility or group of gas storage facilities 187
7. Перевірка відповідності реномінації для точок входу від суміжних газовидобувних підприємств, віртуальних точок входу з газорозподільних систем, віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу до/з газосховищ, віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу до/з митного складу газосховищ та для віртуальної точки входу з установки LNG 189
7. Verification of compliance of renominations for entry points from adjacent gas producers, virtual entry or exit points from/to gas distribution systems, for virtual entry or exit points from/to gas storage facilities, virtual entry or exit points from/to customs warehouse of the gas storage facilities and for virtual entry point from LNG facilitiy. 189

**XII. ОБМІН ІНФОРМАЦІЄЮ ПРО ПОДАЧІ ТА ВІДБОРИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗАМОВНИКА ПОСЛУГ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ВИЗНАЧЕННЯ АЛОКАЦІЙ** ..... 191

**XII. EXCHANGE OF INFORMATION ON INPUTS AND OFFTAKES OF NATURAL GAS OF NETWORK USER AND DETERMINATION OF ALLOCATIONS** ..... 191

1. Загальні положення. ..... 191

1. General provisions ..... 191

2. Прогноз відборів/споживання, що не вимірюються щодобово ..... 192

2. Forecasting of non-daily measured offtakes/consumptions ..... 192

3. Порядок обміну інформацією про подачі та відбори/споживання, що вимірюються протягом доби ..... 194

3. The order of information exchange on delivery and offtake/consumption, at the end of the gas day. ..... 194

4. Порядок обміну інформацією про подачі та відбори/споживання по закінченню газової доби ..... 195

4. The order of information exchange of the delivery and offtake / consumption at the end of the gas day ..... 195

5. Попередня щодобова алокація подач природного газу замовника послуг транспортування природного газу ..... 197

5. Preliminary daily natural gas supply allocation of Network User ..... 197

6. Попередня щодобова алокація відборів замовника послуг транспортування природного газу ..... 201

6. Preliminary daily allocation of Network User's offtakes ..... 201

7. Остаточні алокації щодобових подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу ..... 205

7. Final allocations of Network User’s daily supplies and offtakes ..... 205

8. Угода про впровадження оперативного балансового рахунку ..... 208

8. The agreement on maintenance of the operational balancing account ..... 208

**XIII. ФІЗИЧНЕ БАЛАНСУВАННЯ** ..... 214

**XIII. PHYSICAL BALANCING** ..... 214

**XIV. КОМЕРЦІЙНЕ БАЛАНСУВАННЯ** ..... 216

**XIV. COMMERCIAL BALANCING** ..... 216
1. Загальні умови. ..... 216
1. General provisions. ..... 216
2. Торгові сповіщення ..... 217
2. Trade notifications ..... 217
3. Балансуючі дії оператора газотранспортної системи ..... 221
3. Balancing actions of TSO ..... 221
4. Вимоги до торгових платформ ..... 222
4. Requirements for the trade platforms ..... 222
5. Послуги балансування ..... 224
5. Balancing services ..... 224
6. Обсяг добового небалансу та плата за добовий небаланс ..... 226
6. Daily imbalance amount and payment for the daily imbalance ..... 226
7. Балансуюча група ..... 234
7. Balancing Group ..... 234
8. Нейтральність балансування ..... 243
8. Balancing neutrality ..... 243
**XV. ПРАВИЛА РЕГУЛЮВАННЯ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ** ..... 250
**XV. CONGESTION MANAGEMENT PROCEDURES** ..... 250
1. Загальні умови ..... 250
1. General provisions. ..... 250
2. Врегулювання договірних перевантажень газотранспортної системи ..... 251
2. Settlement of contractual congestion of the gas transmission system ..... 251

3. Управління фізичними перевантаженнями газотранспортної системи ... 258
3. Physical congestion management of the gas transmission system ... 258
**XVI. ПРАВИЛА ОБМІНУ ІНФОРМАЦІЄЮ, ПОВ'ЯЗАНОЮ З ВИКОНАННЯМ УГОД, БАЛАНСУВАННЯМ ТА УПРАВЛІННЯМ ПЕРЕВАНТАЖЕННЯМИ** ... 262
**XVI. RULES OF EXCHANGE OF INFORMATION CONNECTED WITH CONTRACT EXECUTION, BALANCING AND CONTROL OF OVERLOADS** ... 262
1. Загальні умови ... 262
1. General provisions ... 262
2. Відомості, які розміщуються та надсилаються оператором газотранспортної системи ... 263
2. Data published and sent by the TSO ... 263
3. Відомості, які передають оператору газотранспортної системи оператори суміжних систем, газовидобувні підприємства, прямі споживачі, замовники послуг транспортування ... 266
3. Data that are provided to the TSO by operators of adjacent systems, gas producers, direct consumers, Network Users. ... 266
**XVII. ПРАВИЛА ПОВЕДІНКИ НА ВИПАДОК ВИНИКНЕННЯ ЗБОЇВ У РОБОТІ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ ТА ПОРУШЕННЯ БЕЗПЕКИ ПОСТАЧАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ** ... 270
**XVII. PROCEDURE IN CASE OF FAILURES IN THE OPERATION OF THE GAS TRANSMISSION SYSTEM AND VIOLATION OF SAFETY OF THE NATURAL GAS DELIVERY** ... 270
1. Загальні умови ... 270
1. General provisions ... 270
**XVIII. ПАРАМЕТРИ ТЕХНІЧНОЇ ТА ВІЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ГАЗОТРАНСПОРТНІЙ СИСТЕМІ ТА ЇХ ПУБЛІЧНІСТЬ** ... 272
**XVIII. PARAMETERS OF TECHNICAL AND AVAILABLE CAPACITY IN THE GAS TRANSMISSION SYSTEM AND THEIR AVAILABILITY** ... 272
1. Порядок розрахунку величини технічної та вільної потужності в газотранспортній системі ... 272
1. Procedure for calculation of technical and available capacity in the gas transmission system ... 272
2. Порядок опублікування параметрів потужності в газотранспортній системі ... 273

2. The procedure for publication of capacity parameters of the gas transmission system ..... 273
**XIX. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕННЯ АУКЦІОНІВ РОЗПОДІЛУ ПОТУЖНОСТІ НА МІЖДЕРЖАВНИХ З'ЄДНАННЯХ** ..... 275
**XIX. PROCEDURE OF CAPACITY ALLOCATION AUCTIONS AT THE CROSSBORDER POINTS** ..... 275
1. Загальні умови ..... 275
1. General terms ..... 275
2. Визначення обсягів потужностей, які пропонуються на аукціоні ..... 285
2. Determination of capacity amounts offered at auction ..... 285
3. Алгоритм проведення зростаючого аукціону ..... 289
3. Ascending clock auction algorithm ..... 289
4. Алгоритм проведення аукціону за єдиною ціною ..... 292
4. Uniform-price auction algorithm ..... 292
5. Розподіл переривчастої потужності ..... 295
5. Interruptible capacity allocation ..... 295
**XX. ПРОЦЕДУРА НОВОЇ (ЗБІЛЬШЕНОЇ) ПОТУЖНОСТІ НА МІЖДЕРЖАВНИХ З'ЄДНАННЯХ** ..... 299
**XX. PROCEDURE FOR INCREMENTAL CAPACITY AT INTERCONNECTION POINTS** ..... 299
1. Оцінка ринкового попиту ..... 299
1. Market demand assessment ..... 299
2. Етап проєктування ..... 303
2. Design phase ..... 303
3. Погодження та оприлюднення інформації щодо процедури нової (збільшеної) потужності ..... 305
3. Approval and publication of information on the incremental capacity procedure ..... 305
4. Аукціон нової (збільшеної) потужності ..... 306
4. Incremental capacity auction ..... 306

5. Альтернативні механізми розподілу потужності ..... 307
5. Capacity allocation alternative mechanisms ..... 307
6. Економічний тест та ф-фактор ..... 308
6. Economic test and the f-factor ..... 308
7. Об’єднаний економічний тест ..... 310
7. Single economic test ..... 310
8. Вимоги щодо оприлюднення інформації для економічного тесту ..... 311
8. Requirements for publication of information for the economic test ..... 311

# К О Д Е К С
# газотранспортної системи

# C O D E
# of the gas transmission system

## І. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ
## 1. Загальні засади, терміни та скорочення

1. Цей Кодекс газотранспортної системи (далі - Кодекс) розроблено відповідно до Законів України "Про ринок природного газу", "Про метрологію та метрологічну діяльність", "Про трубопровідний транспорт", "Про нафту і газ", "Про природні монополії" та інших нормативно-правових актів.

2. Цей Кодекс є регламентом функціонування газотранспортної системи України та визначає правові, технічні, організаційні та економічні засади функціонування газотранспортної системи України

3. Дія цього Кодексу поширюється на всіх суб'єктів ринку природного газу України: операторів суміжних систем, газовидобувні підприємства, замовників, споживачів та постачальників природного газу, незалежно від підпорядкування та форми власності, а також операторів торгових платформ.

## I. GENERAL PROVISIONS
## 1. General provisions, terms and abbreviations

1. This Gas Transmission System Code (hereinafter the Code) has been developed in accordance with the Laws of Ukraine "On the Natural Gas Market", "On Metrology and Metrological Activity", "On Pipeline Transport", "On Oil and Gas", "On Natural Monopolies" and other legal acts.

2. This Code is a regulatory document of the gas transmission system of Ukraine and defines legal, technical, organizational and economic principles of operation of the gas transmission system of Ukraine

3. This Code is efficient for all natural gas market entities of Ukraine: adjacent systems operators, gas production companies, customers, consumers and suppliers of natural gas, regardless of their subordination and form of ownership, as well as gas trading platform operators.

4. Доступ суб’єктів ринку природного газу до газотранспортної системи здійснюється на принципах:
   1) рівного права доступу та приєднання для всіх суб’єктів ринку природного газу;
   2) збереження цілісності, безпечної та стабільної роботи газотранспортної системи;
   3) надання оператором газотранспортної системи послуг доступу та приєднання виключно на договірних засадах;
   4) надання оператором газотранспортної системи послуг належної якості;
   5) своєчасної та повної оплати послуг, наданих оператором газотранспортної системи;
   6) сприяння підвищенню ліквідності ринку природного газу, зокрема розвитку оптового ринку короткострокових продуктів;
   7) відповідальності всіх суб'єктів ринку природного газу за дотримання правил балансування, встановлених цим Кодексом, зокрема в частині сплати та одержання плати за добовий небаланс та плати за нейтральність балансування, для забезпечення найбільш ефективної торгівлі природним газом.

4. Entities of the natural gas market access the gas transmission system on the basis of the following principles:
   1) equal rights for access and connection for all entities of the natural gas market;
   2) preservation of integrity, secure and stable operation of the gas transmission system;
   3) provision by the transmission system operator (hereinafter – TSO) of access and connection services exclusively on a contractual basis;
   4) provision by the TSO of services of appropriate quality;
   5) timely and full payment for services provided by the TSO;
   6) promotion of the liquidity of the natural gas market, specifically a short - term wholesale gas market;
   7) the responsibility of all natural gas market participants for compliance with balancing rules, established by the Code, inter alia for payment and obtaining daily imbalance charge and neutrality charge, in order to ensure the efficient natural gas trade.

5. Терміни, що використовуються в цьому Кодексі, мають такі значення:

адміністратор аукціонної платформи - підприємство, яке здійснює управління аукціонною платформою та організовує і забезпечує проведення на ній аукціонів розподілу потужностей у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;
алокаційний алгоритм - механізм розподілення між постачальниками обсягів постачання природного газу на одну точку комерційного обліку споживача, якій присвоєно окремий EIC-код, в одному розрахунковому періоді;
алокація - обсяг природного газу, віднесений оператором газотранспортної системи в точках входу/виходу до/з газотранспортної

5. Terms used in this Code shall have the following meanings:

auction platform administrator - the enterprise that manages the auction platform, organizes and ensures holding of auctions for capacity allocation in the physical entry/exit interconnection points;

allocation algorithm - a mechanism for allocating volumes of natural gas supply within one billing period between suppliers to a single point of a customer's commercial account to which a separate EIC code is assigned;

allocation – the quantity of gas attributed to Network Users by TSO at entry/exit point to/from GTS, (including with the breakdown to their

системи по замовниках послуг транспортування (у тому числі в розрізі їх контрагентів (споживачів)) з метою визначення за певний період обсягів небалансу таких замовників;

counterparties (customers)) with the purpose of determination of the volume of imbalance of such Network User for a certain period;

аукціонна надбавка - різниця між ціною в останньому раунді аукціону і стартовою ціною за одиницю потужності;

auction markup – the difference between the price of the final round of the auction and the starting price for the capacity unit;

аукціонна платформа - інформаційна система в мережі Інтернет, що включає апаратне та програмне забезпечення і використовується для проведення аукціонів відповідно до вимог розділу XIX цього Кодексу;

auction platform –informational system accessible online, which includes hardware and software and is used to hold auctions in accordance with the requirements of Chapter XIX of the Code;

аукціонна премія - грошові кошти, розмір яких визначається як добуток обсягу потужності (до якої за результатами аукціону надано доступ) на кількість газових діб у періоді користування цією потужністю та аукціонної надбавки;

auction premium – monetary funds, the amount of which is determined as the product of the amount of capacity (to which the results of the auction provided access) for the number of gas days in the period of use of this capacity and the auction markup;

базова ціна газу (далі - БЦГ) - ціна природного газу, яка формується протягом розрахункового періоду оператором газотранспортної системи на основі витрат на закупівлю, транспортування та зберігання природного газу та розміщується оператором газотранспортної системи на власному вебсайті щомісяця у строк до 10-го числа поточного місяця;

base price of gas (BPG) - natural gas price formed by the TSO for the payment period on the basis of costs related to the purchase of natural gas, transmission and its storage, published by the TSO on its own website monthly no later than by 10th day of the current month;

базовий період інвестиційної програми – період тривалістю один календарний рік, який передує плановому періоду;

investment programme baseline period – a period lasting one calendar year preceding the planned period

балансування системи - діяльність, яка здійснюється оператором газотранспортної системи в рамках надання послуг транспортування, що полягає у врівноваженні попиту та пропозиції природного газу у газотранспортній системі, що охоплює фізичне балансування та комерційне балансування;

balancing of the system - activities carried out by the TSO within the framework of transmission services, i.e. the balancing of natural gas demand and offer in the gas transmission system, including physical balancing and commercial balancing.

банківська гарантія - вид забезпечення виконання зобов'язань, відповідно до якого банк-гарант бере на себе грошове зобов'язання перед оператором газотранспортної системи на його першу вимогу сплатити кошти за замовника послуг транспортування в разі невиконання останнім у повному обсязі або частково своїх фінансових зобов'язань

bank guarantee – type of security of obligation fulfillment, which prescribes that bank-guarantor undertakes the financial obligation towards the TSO to pay upon its first request the amount for the Network User in case the latter fails to fulfil in whole or in part its financial obligations towards the TSO under natural gas transportation agreement. Bank guarantee is an appropriate

перед оператором газотранспортної системи за договором транспортування природного газу. Банківська гарантія є належним фінансовим забезпеченням для цілей цього Кодексу, якщо вона є безвідкличною, непередаваною та безумовною.

financial security for the purpose of this Code, if it is irrevocable, non-transferable and unconditional.

великий ціновий крок - встановлена оператором газотранспортної системи величина, на розмір якої в процесі проведення аукціону підвищується стартова ціна даного аукціону в кожному наступному раунді торгів аукціону;

large price step – value specified by the TSO, for the size of which the starting price of the auction raises in each subsequent round of bidding auction;

вища теплота згоряння - кількість теплоти, яку виділяє в результаті повного згоряння в повітрі визначена кількість природного газу, за умови, що реакція відбувається при постійному тиску; крім води, продукти згоряння знаходяться в газовому стані; вода, що виникає в процесі горіння, конденсується; всі продукти згоряння (у газоподібному стані та вода в рідинному стані) доводяться до тієї самої температури, яку мають субстрати;

higher calorific value - the amount of heat that would be released as a result of complete combustion in the air of a specified amount of natural gas, assuming that the reaction took place at constant pressure; combustion products would be in a gaseous state except for water; water, generated during the combustion process, would be condensed, and all the products of combustion (in a gaseous state and water in a liquid state) are brought to the same temperature of the substrates;

відбір/споживання/подача, що вимірюється щодобово - обсяг природного газу, облік якого здійснюється комерційним вузлом обліку природного газу в установленому порядку, обладнаним системою дистанційної передачі даних;

daily metered offtake/consumption/input - the quantity of gas, accounted by the commercial metering station, with installed remote data transfer system, in established order;

вільна потужність - частина технічної потужності газотранспортної системи, право користування якою не надане замовникам послуг транспортування;

available capacity - share of the technical capacity of the gas transmission system, the right to use whereof is not provided to Network Users;

віртуальна точка - точка в газотранспортній системі з невизначеним фізичним розташуванням;

virtual point - point in the gas transmission system with undefined physical location;

віртуальна торгова точка (віртуальна точка, на якій відбувається передача природного газу) - точка в газотранспортній системі з невизначеним фізичним розташуванням, у якій замовники послуг

virtual trading point, (VTP, virtual point, where natural gas is transferred) - point in the gas transmission system with undefined physical location, where

| | |
|---|---|
| транспортування можуть здійснювати передачу природного газу, поданого до газотранспортної системи, на щоденній основі згідно з вимогами цього Кодексу; | Network Users may conduct the gas transfer on the daily basis in accordance with this Code; |
| віртуальна точка на міждержавному з'єднанні - віртуальна точка входу/виходу, яка об'єднує дві чи більше фізичні точки входу/виходу до/з газотранспортної системи на міждержавному з'єднанні з однією сусідньою країною; | virtual interconnection point – virtual entry/exit point, which connects two or more physical entry/exit points to/from gas transmission system at interconnection with one neighboring country; |
| газова біржа - товарна біржа (торгова платформа), що створена і здійснює діяльність відповідно до Закону України "Про товарну біржу" та з дотримання вимог, встановлених Законом України "Про ринок природного газу", цим Кодексом; | gas exchange – commodities exchange (trading platform), created and functioning according to the Ukrainian Law "On Commodity Exchange" and according to the requirements of the Ukrainian Law "On Natural Gas Market" and this Code; |
| газова доба - період часу з 05:00 всесвітньо координованого часу (далі - UTC) (з 07:00 за київським часом) дня до 05:00 UTC (до 07:00 за київським часом) наступного дня для зимового періоду та з 04:00 UTC (з 07:00 за київським часом) дня до 04:00 UTC (до 07:00 за київським часом) наступного дня для літнього періоду; | gas day - period from Universal Time Coordinated (UTC) 05:00 (7:00 Kyiv time) of the given day to UTC 5:00 (7:00 Kyiv time) of the following day for the winter season and from UTC 4:00 (7:00 Kyiv time) of the given day to UTC 4:00 (7:00 Kyiv time) of the following day for the summer season; |
| газова доба (D) - газова доба, в якій здійснюється надання послуг транспортування природного газу; | gas day (D) – gas day, in which gas transmission services is provided; |
| газова доба (D+1) - газова доба, наступна за газовою добою (D); | gas day (D+1) – gas day following gas day (D); |
| газова доба (D-1) - газова доба, що передує газовій добі (D); | gas day (D-1) – gas day preceding gas day (D) |
| газовидобувне підприємство - суб'єкт господарювання, що займається видобутком (виробництвом) природного газу в тому числі виробник біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел; | gas production facility - economic entity that deals with the extraction (production) of natural gas, including biogas producer or producer of other types of gas from renewable energy sources; |
| газовий місяць - період часу, який розпочинається з першої газової доби поточного місяця і триває до початку першої газової доби наступного місяця; | gas month – time period, which starts on the first gas day of the given month and lasts till the first gas day of the following month; |
| газовий місяць (M) - газовий місяць, в якому здійснюється надання послуг транспортування природного газу; | gas month (M) – a gas month, in which gas transmission services are provided; |
| газовий місяць (M+1) - газовий місяць, наступний за газовим місяцем (M); | gas month (M+1) – a gas month following the gas month (D); |
| газовий місяць (M-1) - газовий місяць, що передує газовому місяцю (M); | gas month (M-1) – a gas month preceding the gas month (D) |

| | |
|---|---|
| газовий рік - період часу, який розпочинається з першої газової доби жовтня поточного календарного року і триває до першої газової доби жовтня наступного календарного року; | gas year – time period, which starts on the first gas day of October of the current year and lasts till the first gas day of October of the following year; |
| газорозподільна зона - територія ліцензованої діяльності оператора газорозподільної системи. | gas distribution area - territory of licensed activities of the gas DSO; |
| гарантована потужність - потужність газотранспортної системи, яка надається замовнику з гарантією реалізації права її користування протягом періоду надання послуг транспортування природного газу; | firm capacity – capacity of the gas transmission system, which is provided to the customer with a guarantee of the right to use it during the period of provision of the natural gas transmission service; |
| диспетчерська служба - підрозділ оператора газотранспортної системи який здійснює оперативно-диспетчерське керування газотранспортною системою; | dispatch service - the TSO subdivision which exercises operational and dispatch control of the gas transmission system; |
| договір приєднання - договір між оператором газотранспортної системи та замовником про приєднання об'єктів замовника до газотранспортної системи; | agreement on connection - agreement between the TSO and the customer on the connection of customer's facilities to the gas transmission system; |
| договір транспортування - договір, укладений між оператором газотранспортної системи та замовником послуг транспортування природного газу на основі типового договору транспортування природного газу, затвердженого Регулятором, згідно з яким оператор газотранспортної системи надає замовнику одну чи декілька складових послуг транспортування природного газу на період та умовах, визначених у такому договорі, а замовник послуг транспортування оплачує оператору газотранспортної системи вартість отриманих послуг (послуги); | transportation agreement - agreement, concluded between the TSO and Network User on the basis of a standard natural gas transportation contract, approved by the regulator, under which the TSO provides one or several components of gas transmission services to the Network User for the period and under conditions, specified in such an agreement, and the Network User pays to the TSO a cost of received service(s); |
| договірні перевантаження - перевищення попиту на послуги із транспортування природного газу з гарантією реалізації права користування потужністю над обсягом технічної потужності; | contractual congestions - excess of the demand for natural gas transmission services with a guarantee of realization of a right to use the capacity over the volume of technical capacities; |
| додаткова потужність - потужність газотранспортної системи, яка може бути додатково розподілена на гарантованій основі в результаті вжитих заходів із врегулювання договірних перевантажень; | additional capacity - capacity of the gas transmission system that can be additionally allocated on a firm basis as a result of the measures taken to deal with contractual overloading; |

економічний тест - тест, який застосовується для оцінки економічної доцільності реалізації проєктів нової (збільшеної) потужності;

economic test - a test applied to assess the economic viability of incremental capacity projects;

електронний аукціон розподілу потужності (далі - аукціон) - конкурсна процедура, що проводиться на аукціонній платформі, в рамках якої здійснюється правочин щодо розподілення доступу до потужності у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях між учасниками аукціону;

electronic auction for capacity allocation (hereinafter - the auction) - tender procedure carried out on the auction platform within which the transaction regarding the allocation of access to capacities at the physical entry/exit point to the cross-border connections between auction participants;

замовник послуг зберігання - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка на підставі договору з оператором газосховища замовляє надання послуги зі зберігання (закачування, відбору) природного газу;

storage services customer - private entrepreneur or legal entity that orders provision of the natural gas storage (injection, off-take) service according to the agreement concluded with the gas storage system operator;

замовник послуг транспортування - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка на підставі договору транспортування, укладеного з оператором газотранспортної системи, замовляє одну чи декілька складових послуг транспортування природного газу;

Network User - private entrepreneur or legal entity that orders the provision of one or several components of the services of gas transmission according to the transportation agreement concluded with the the gas transmission system operator;

замовник приєднання - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка бажає приєднати свої об'єкти до газотранспортної системи;

customer of the connection service– private entrepreneur or legal entity that wishes to connect its objects to the gas transmission system;

запас газу в газопроводах - обсяг природного газу, який перебуває в газопроводі;

gas stock in gas pipelines - volume of natural gas contained in the gas pipeline;

засоби дистанційної передачі даних - засоби, встановлені (організовані) в установленому порядку на комерційному ВОГ, які забезпечують на безперервній основі можливість дистанційного доступу до зазначених ВОГ з метою зчитування (контролю) та передачі їх даних каналами зв'язку до оператора газотранспортної системи, оператора газорозподільної системи, суміжного газовидобувного підприємства;

remote data transfer equipment – instruments, installed (organized) in the established order at the commercial gas metering facility, providing continuous remote access to the mentioned station to read (control) and transfer their data by the communication channels to TSO, DSO, adjacent gas production company;

зовнішнє газопостачання - газові мережі від місця забезпечення потужності до місця приєднання об'єкта або земельної ділянки замовника;

external gas supply – gas networks starting at the capacity provision point and ending at the point of facility connection or the land parcel of the user customer;

інвестиційна програма – окремий розділ десятирічного плану розвитку газотранспортної системи на перший планований рік, яким передбачено

investment programme - a separate section of the ten-year network development plan for the first planned year, which provides a plan of use of

план використання коштів для підвищення рівня надійності та забезпечення ефективної роботи газотранспортної системи та який містить комплекс зобов'язань ліцензіата на період виконання інвестиційної програми щодо розвитку підприємства, покращення показників якості надання послуг з відповідними розрахунками та обґрунтуваннями, що підтверджують доцільність здійснення інвестиційної діяльності, джерела її фінансування та графік виконання;

funds to increase the reliability and efficiency of the gas transmission system and which contains a set of obligations of the licensee for the period of implementation of investment programme regarding enterprise development, improvement of quality indicators of services provision with appropriate calculations and justifications confirming the feasibility of carrying out the investment activities, sources of their funding and implementation schedule;

інформаційна платформа - електронна платформа у вигляді веб-додатка в мережі Інтернет, функціонування та керування якою забезпечується оператором газотранспортної системи, яка використовується для забезпечення надання послуг транспортування природного газу відповідно до вимог цього Кодексу;

information platform – electronic platform in a form of web-application in the Internet, the operation and management of which is performed by the TSO, used to provide natural gas transmission services in accordance with the requirements of this Code;

комерційне балансування - діяльність оператора газотранспортної системи, що полягає у визначенні та врегулюванні небалансу, який виникає з різниці між обсягами природного газу, що надійшли через точки входу, і обсягів природного газу, відібраного через точку виходу, у розрізі замовників послуг транспортування, що здійснюється на основі алокації;

commercial balancing - activities of the gas transmission system operator, which consists of identifying and regulating an imbalance arising from the difference between natural gas volumes delivered through entry points and natural gas volumes withdrawn through the exit point, in the context of Network Users, conducted on the basis of the allocation;

комерційний вузол обліку природного газу (ВОГ) - вузол обліку, що застосовується для проведення комерційних розрахунків при визначенні об'єму (обсягу) транспортування (споживання/постачання) природного газу в точці комерційного обліку;

gas commercial metering station (GCMS) – metering station used to conduct commercial calculations to determine volumes of transmission (consumption/suppy) of natural gas at a commercial metering point;

короткостроковий стандартизований продукт - визначений обсяг природного газу, який продається і придбавається на торговій платформі на умовах передачі протягом газової доби (D) або (D+1) сім днів на тиждень відповідно до правил торгової платформи та положень цього Кодексу;

short-term standardized product – defined gas volume, sold and bought on the trade platform on the condition of transfer during the gas day (D) or (D+1) seven day per week in accordance with the rules of the trade platform and provisions of this Code;

малий ціновий крок - встановлена оператором газотранспортної системи величина, що не перевищує великий ціновий крок;

small price step –value specified by the TSO which is smaller than the large price step;

маршрут визначення фізико-хімічних показників газу (далі - маршрут) - документ, в якому описано та схематично зображено маршрут переміщення газу від точки/точок визначення ФХП газу до точок входу

route of specification of gas physical and chemical parameters (hereinafter – route) – the document which describes and schematically depicts the gas transfer route from the point(s) of determining of physical and chemical

або точок виходу до/з газотранспортної системи з відображенням місць відбору проб ФХП природного газу та/або встановлення автоматичних потокових приладів визначення ФХП газу та вказано номер маршруту;

механізм альтернативного розподілу потужності - механізм розподілу рівня пропозиції або нової (збільшеної) потужності, розроблений для кожного окремого випадку оператором газотранспортної системи та погоджений Регулятором для розміщення заявок на умовний попит на потужність;
міждержавне з'єднання - місце з'єднання газотранспортної системи України з газотранспортною системою сусідньої держави;

місце забезпечення (точка забезпечення) потужності - місце (точка) в існуючих газових мережах газотранспортного підприємства, від якого оператор газотранспортної системи забезпечує розвиток газових мереж з метою приєднання об'єктів замовника відповідної потужності;
місце приєднання (точка приєднання) - запроєктована або існуюча межа балансової належності об'єктів замовника приєднання;
небаланс - різниця між обсягами природного газу, поданими замовником послуг транспортування для транспортування на точці входу, та відібраними замовником послуг транспортування з газотранспортної системи на точці виходу, що визначається відповідно до алокації;
несанкціонований відбір природного газу - відбір природного газу: за відсутності споживача в Реєстрі споживачів постачальника будь-якого постачальника протягом розрахункового періоду; без укладення відповідного договору з постачальником; шляхом самовільного під'єднання та/або з навмисно пошкодженими приладами обліку природного газу або поза охопленням приладами обліку; шляхом самовільного відновлення споживання природного газу;
нижча теплота згоряння - кількість тепла, яку виділяє в результаті повного згоряння в повітрі визначена кількість природного газу за умови, що реакція відбувається при постійному тиску, а всі продукти

parameters (hereinafter – PCP) of gas to the entry/exit point(s) to/from gas transmission system with indications of places of sampling of PCP of natural gas and/or installation of automatic flow devices for gas PCP indication and specification of the route;

alternative allocation mechanism - an allocation mechanism for offer level or incremental capacity designed on a case-by-case basis by the transmission system operators, and approved by the national regulatory authorities, to accommodate conditional demand requests;
interconnection – place of connection the GTS of Ukraine and GTS of neigbouring state;

place (point) to ensure capacity – place (point) in the existing natural gas system of gas transmission company, from which the gas transmission system operator ensures development of the gas network to connect customer’s facilities of respective capacity;
place of connection (point of connection) – designed or existing boundary of balance sheet attribution of client’s connection facilities;
imbalance - difference between natural gas volumes provided for transmission by the Network User at the entry point and withdrawn from the gas transmission system by the Network User at the exit point, calculated according to the the allocation;
unauthorized off-take of natural gas - the off-take of natural gas: in the absence of the consumer in the Registry of the Supplier’s consumers of any supplier during the accounting period; without concluding a corresponding agreement with the supplier; caused by unauthorized connection and/or with intentionally damaged gas metering devices or beyond the range of metering devices, by way of unauthorized restoration of natural gas consumption;

lower calorific value - the amount of heat that would be released as a result of complete combustion in the air of the specified quantity of natural gas, if the reaction took place under constant pressure, and all combustion products

| | |
|---|---|
| згоряння знаходяться в газовому стані та доводяться до тієї самої температури, яку мали субстрати; | were in a gaseous state and brought to the same temperature of the substrates; |
| нова (збільшена) потужність - можливе майбутнє збільшення технічної потужності за допомогою ринкових процедур або створення нової потужності в разі відсутності достатньої існуючої потужності, яка може бути запропонована на основі інвестиції у фізичну інфраструктуру або довгострокової оптимізації використання потужності та згодом розподіленої за умови позитивного результату економічного тесту, у таких випадках: | incremental capacity - a possible future increase via market-based procedures in technical capacity or possible new capacity created where none currently exists that may be offered based on investment in physical infrastructure or long-term capacity optimisation and subsequently allocated subject to the positive outcome of an economic test, in the following cases: |
| 1) на існуючих точках міждержавного з’єднання; | (1) at existing interconnection points; |
| 2) шляхом створення нової точки або точок міждержавного з’єднання; | (2) by establishing a new interconnection point or points; |
| 3) як потужність фізичного реверсного потоку в точці або точках міждержавного з’єднання, яка не була запропонована раніше для процедури розподілу. | (3) as physical reverse flow capacity at an interconnection point or points, which has not been offered before; |
| номінація - попереднє повідомлення, надане замовником послуг транспортування оператору газотранспортної системи, стосовно обсягів природного газу, які будуть подані замовником послуг транспортування протягом доби до газотранспортної системи в точках входу та відібрані з газотранспортної системи в точках виходу; | nomination - preliminary notification, submitted by the Network User to TSO with the volume of natural gas to be delivered by Network User during the day to the gas transmission system at entry points and withdrawn from gas transmission system at exit points; |
| об’єднана потужність - гарантована потужність, що складається з потужності на вході та виході з обох сторін кожної точки міждержавного з’єднання двох суміжних газотранспортних систем; | bundled capacity - a standard capacity product offered on a firm basis which consists of corresponding entry and exit capacity at both sides of every interconnection point; |

оперативний балансовий рахунок (ОБР) - документ, у якому оператори газотранспортних систем України та сусідньої країни та/або оператор газотранспортної системи України та оператор газосховища зазначають обсяги балансування природного газу за звітний період по кожному пункту приймання-передачі газу;

operational balancing account (OBA) - document in which gas transmission systems operators of Ukraine and of a neighboring country and/or the gas transmission system operator of Ukraine and gas storage operator indicate balanced volumes of natural gas for the reporting period for each natural gas acceptance and delivery point;

оператор суміжної системи - оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG, оператор іншої газотранспортної системи, який співпрацює з оператором газотранспортної системи;

operator of the adjacent system - operator of the gas distribution system, gas storage facility operator, LNG facility operator, operator of another gas transmission system, which cooperates with the TSO;

операція з віртуального заміщення природного газу - операція, при якій приймання-передача природного газу здійснюється шляхом документального оформлення зустрічних потоків природного газу: який знаходиться в суміжних газотранспортних системах, перевізниками-операторами газотранспортних систем України та сусідньої країни по кожному пункту приймання-передачі газу окремо, без його переміщення трубопровідним транспортом через митний кордон України; який надходить до газотранспортної системі та/або знаходиться у газосховищах України під митним контролем - перевізником-оператором газотранспортної системи України та оператором газосховища, без його фізичного закачування/відбору в/з газосховища;

operation of virtual substitution of natural gas – operation, in which the acceptance and delivery of natural gas is conducted through documentation of the counter gas flows: located in adjacent gas transmission systems - by operators of gas transmission system of Ukraine and a neighboring country separately at each point of acceptance and delivery of natural gas, without transmission via pipelines through the Ukrainian customs border; located in the Ukrainian gas storages under customs control – by the operator of the gas transmission system of Ukraine and operator of gas storage, without physical injection/withdrawal into/from the gas storage;

оператор торгової платформи - суб'єкт господарювання, який на своїй електронній платформі організував та надав доступ іншим учасникам торгів для розміщення ними пропозицій про купівлю-продаж природного газу (включаючи можливість їх зміни або скасування) та реєстрації укладених угод купівлі-продажу природного газу між учасниками торгів;

trade platform operator – business entity, which on its electronic platform has organized and provided access for other trade participants for the placing of gas purchasing/selling offers (including the possibility of their changing or cancelling) and for the registration of concluded gas purchasing/selling deals between the trade participants;

передача потужності - відчуження права доступу до потужності одним замовником послуг транспортування та набуття права доступу до цієї потужності іншим замовником послуг транспортування в межах газотранспортної системи;

capacity transmission - disposition of the right of access to capacity by a Network User of transmission services and obtaining the right of access to such capacity by another Network User within the gas transmission system;

| | |
|---|---|
| період балансування - газова доба (D); | balancing period – gas day (D); |
| підключення до газотранспортної системи - фізичне підключення (врізка) об'єктів замовників до газотранспортної системи; | connection to the gas transmission system - physical connection (tie-in) of customers' gas consuming facilities to the gas transmission system. |
| підтверджена номінація - підтверджений оператором газотранспортної системи обсяг природного газу замовника послуг транспортування, який буде прийнятий від замовника в точках входу до газотранспортної системи та переданий замовнику в точках виходу з газотранспортної системи у відповідний період; | confirmed nomination – natural gas volume confirmed by the TSO for Network User, which will be accepted from the Network User at entry points to gas transmission system and deliverd to the Network User at exit points from the gas transmission system during the respective period; |
| планований період інвестиційної програми – період тривалістю один календарний рік, на який затверджується інвестиційна програма; | the planned period of the investment programme - the period lasting one calendar year for which the investment programme is approved; |
| плата за добовий небаланс - це сума коштів, яку замовник послуг транспортування сплачує або отримує відповідно до розміру добового небалансу; | daily imbalance charge – the sum of funds, paid or received by the Network User in accordance with its volumes of daily imbalance; |
| плата за нейтральність балансування - плата, яка дорівнює різниці між коштами, які були отримані оператором газотранспортної системи або підлягають виплаті оператору газотранспортної системи, та коштами, які були сплачені оператором газотранспортної системи або підлягають виплаті оператором газотранспортної системи у зв'язку з діями, пов'язаними з балансуванням газотранспортної системи, що має бути стягнута оператором газотранспортної системи із замовника послуг транспортування або виплачена оператором газотранспортної системи замовнику послуг транспортування; | balancing neutrality charge – charge, equal to the difference between funds, received by the TSO or have to be paid to the TSO, and funds, which were paid by TSO or have to be payed by TSO due to the actions, related to the balancing of gas transmission system, which has to be charged by the TSO from the Network User or paid by the TSO to the Network User; |
| портфоліо балансування - сукупність подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу; | balancing portfolio – aggregated inputs and offtakes of natural gas of Network User; |
| послуга балансування - послуга, що надається оператору газотранспортної системи іншим суб'єктом господарювання на підставі відповідного договору для врегулювання короткострокових коливань попиту та пропозицій на природний газ, що не є короткостроковим стандартизованим продуктом; | balancing service – the service, provided to the TSO by another business entity on basis of relevant agreement to settle the short-term fluctuations of natural gas offer and demand, which is not a short-term standardized product; |

| | |
|---|---|
| потужність - максимально допустиме перетікання обсягу природного газу, виражене в одиницях енергії до одиниці часу, що надається замовнику послуг транспортування відповідно до договору транспортування; | capacity - maximum permissible flow of natural gas volume, expressed in units of energy per unit of time, which is provided to the Network User in accordance with the transportation contract; |
| потужність приєднання - запланована максимальна можливість подачі або прийому природного газу за одну годину; | connection capacity - planned maximum capacity of delivery or acceptance of natural gas per hour; |
| "правило меншого" - принцип, який застосовується оператором газотранспортної системи у випадках, якщо обсяг природного газу, зазначений в номінаціях/реномінаціях, у точці входу та точці виходу не співпадає і полягає в підтвердженні найменшого із заявлених обсягів природного газу в номінації/реномінації та інформує про це замовників послуг транспортування; | lesser rule - principle which is applied by the TSO in cases if the volume of natural gas indicated in nominations/renominations at the entry and exit point does not correspond, in which case the TSO confirms the least declared volume of natural gas in nominations/re-nominations and informs the Network Users thereof; |
| проєкт нової (збільшеної) потужності - проєкт збільшення обсягу технічної потужності в існуючій точці міждержавного з'єднання або створення нової точки міждержавного з'єднання на основі розподілу потужності у процедурі нової (збільшеної) потужності; | incremental capacity project - a project to increase the amount of technical capacity at an existing interconnection point or to establish a new interconnection point based on capacity allocation in the preceding incremental capacity process; |
| процедура нової (збільшеної) потужності - процес оцінки ринкового попиту на нову (збільшену) потужність, що включає необов'язковий етап, на якому замовники послуг транспортування висловлюють і кількісно визначають свій попит на нову (збільшену) потужність, та обов'язковий етап, на якому оператором газотранспортної системи встановлюється вимога замовникам послуг транспортування зарезервувати визначений обсяг потужності та взяти на себе обов'язок по сплаті за користування такою потужністю; | incremental capacity process - a process to assess the market demand for incremental capacity that includes a non-binding phase, in which network users express and quantify their demand for incremental capacity, and a binding phase, in which binding commitments for contracting capacity are requested from network users by one or more transmission system operators; |
| переривчаста потужність - потужність газотранспортної системи, яка надається замовнику без гарантії реалізації права користування нею, а з | interruptible capacity – capacity of the gas transmission system, which is provided to the customer without guarantee of the right to use it, but with a possibility of its limitation (interruption) on the conditions determined by |

можливістю її обмеження (переривання) на умовах, визначених договором транспортування природного газу та цим Кодексом;

the natural gas transportation agreement and this Code;

прямий споживач - споживач, об'єкти якого приєднані безпосередньо до газотранспортної системи;

direct consumer – consumer, whose facilities are directly connected to the gas transmission system;

раунд - період часу, протягом якого замовники послуг транспортування можуть подати, змінити або відкликати ставку учасника аукціону;

bidding round - is the period of time during which Network Users can submit, amend and withdraw bids;

рахунок умовного зберігання (ескроу) - банківський рахунок, режим функціонування якого визначений законодавством, відкритий учаснику торгів (замовнику послуг транспортування або оператору газотранспортної системи) для цілей здійснення розрахунків за природний газ, придбаний ним на торговій платформі;

escrow account - a bank account, the operating mode of which is defined by law, an account that is opened to the tenderer (the Network User or the gas transmission system operator) with a purpose for payment for the natural gas purchased using trading platform;

реєстр споживачів постачальника - перелік споживачів, які в інформаційній платформі закріплені за певним постачальником у розрахунковому періоді;

Registry of Supplier’s consumers – the list of consumers, which are assigned to the certain supplier during the accounting period on information platform;

реномінація - заявка на зміну підтвердженої номінації;

renomination - the request for the change of the confirmed nomination;

рівень пропозиції - сума вільної потужності та відповідного обсягу нової (збільшеної) потужності, запропонованих для кожної річної потужності в точці міждержавного з’єднання;

offer level - the sum of the available capacity and the respective level of incremental capacity offered for each of the yearly standard capacity products at an interconnection point;

робочі дні - дні з понеділка до п'ятниці, за винятком святкових днів, передбачених законодавством, та робочих днів, перенесених на вихідні дні відповідно до законодавства;

working days - days from Monday to Friday, excluding holidays, provided by the legislation, and working days carried over according to the legislation;

розподіл потужності - частина договору транспортування, яка визначає порядок та умови надання і реалізації права на користування договірною потужністю, яке надається замовнику транспортування у визначеній точці входу або точці виходу;

capacity allocation - part of the transportation agreement that defines a procedure and conditions of granting and realizing a right to use the contractual capacity, which is provided to the Network User at the specified entry or exit point;

розподілена (договірна) потужність - частина технічної потужності газотранспортної системи, яка розподілена замовнику послуг транспортування згідно з договорами транспортування;

allocated (contracted) capacity - share of the technical capacity of the gas transmission system, which is allocated to the Network User according to transportation agreements;

розрахунковий період - газова доба (D) та/або газовий місяць (M), що складається з газових діб (D), в якій (якому) буде здійснюватися (здійснено) надання послуг транспортування природного газу та відповідно до якої (якого) будуть здійснюватися певні процедури, передбачені цим Кодексом, зокрема балансування обсягів природного газу, поданих та відібраних замовниками послуг транспортування природного газу в точках входу/виходу газотранспортної системи;

accounting period – gas day (D) and/or gas month (M) consisting of gas days (D), during which the provision of gas transmission services will be performed (had been performed) and according to which certain procedure foreseen by this Code will be performed, namely the balancing of natural gas volumes, supplied and withdrawn by the Network Users at gas transmission system entry/exit points;

ставка учасника аукціону (далі - ставка) - пропозиція учасника аукціону щодо обсягу потужності, доступ до якої він планує отримати у відповідному раунді аукціону за відповідною ціною;

bid of the auction participant (bid) – proposal of the auction participant concerning capacity volume, acces to which he plans to receive in the respective auction round at corresponding price;

стартова ціна аукціону - ціна, запропонована в першому раунді аукціону, що дорівнює тарифу, встановленому Регулятором (з урахуванням коефіцієнта, який ураховує період та сезон замовлення потужності) по точці входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

starting price of the auction - the price offered in the first round of the auction, which is equal to tariff determined by the Regulator (taking into account coefficient that in turn accounts for the period and season of capacity order) on entry/exit point for the interconnections;

суміжне газовидобувне підприємство - газовидобувне підприємство, промисловий газопровід якого безпосередньо підключений до газотранспортної системи;

adjacent gas production company – natural gas producing company, which field pipeline is directly connected to the GTS;

суміжна система - інша газотранспортна система, газорозподільна система, газосховище, установка LNG, система суміжного газовидобувного підприємства, інша система, що мають фізичне з'єднання з газотранспортною системою;

adjacent system - another gas transmission system, gas distribution system, gas storage facility, LNG facility, system of adjacent gas production company, another system, which have a physical connection to the gas transmission system;

технічні умови - документ, що визначає комплекс умов і вимог до інженерного забезпечення приєднання об'єкта системи газоспоживання або газопостачання та його підключення до газотранспортної системи і містить вихідні дані для проєктування;

technical specifications - document defining a set of conditions and requirements for engineering support of connection of the gas consumption or gas supply facility and its connection to the gas transmission system. It contains initial data for designing;

торгова платформа - електронна платформа, функціонування та керування якою забезпечується оператором торгової платформи, котра використовується учасниками торгів для розміщення пропозицій про купівлю-продаж природного газу (включаючи можливість їх зміни або скасування), у тому числі для врегулювання небалансів

trade platform – electronic platform, managed by the trade platform operator, used by trade participants to place gas purchasing/selling offers (including the possibility of their amending or cancelation), including to regulate imbalances (short-term fluctuations of demand and offer) during gas day (D), where gas purchasing/selling deals are registred and which is

(короткострокових коливань попиту та пропозиції) протягом газової доби (D), на якій реєструються укладені угоди купівлі-продажу природного газу та яка функціонує відповідно до правил та умов користування, визначених її оператором, з урахуванням вимог цього Кодексу; на якій оператор газотранспортної системи здійснює купівлю-продаж природного газу з метою забезпечення дій із врегулювання добових небалансів замовників послуг транспортування;

functioning in accordance with the rules and terms of use, defined by its operator, taking into account the requirements of this Code; where the TSO performs the purchasing/selling of natural gas in order to perform the actions to settle daily imbalances of Network Users;

торгове сповіщення - інформаційне повідомлення відповідно до форми, встановленої цим Кодексом, що направляється оператору газотранспортної системи від замовника послуг транспортування природного газу щодо обсягів природного газу, які він відчужив або набув;

trade notification – informational notification in the form defined by this Code containing the volumes of natural gas, which have been alienated or acquired by the Network User and being submitted by the Network User to TSO.

транскордонний газопровід - магістральний газопровід, що перетинає лінію кордону між Україною та сусідньою державою та призначений для сполучення газотранспортних систем України з газотранспортними системами цієї держави (далі - Інтерконектор);

cross-border gas pipeline - main gas pipeline that crosses the border line between Ukraine and a neighboring country and intended for connection of the gas transmission system of Ukraine and gas transmission systems of this country (hereinafter the Interconnector);

управління системними обмеженнями - комплекс заходів, що здійснюються оператором газотранспортної системи в рамках наданих послуг транспортування з метою забезпечення безпечного функціонування газотранспортної системи, а також забезпечення необхідних технічних параметрів природного газу;

system limitations management - package of measures performed by the TSO within the framework of provision of transmission services in order to ensure safe operation of the gas transmission system, as well as to provide necessary technical parameters of natural gas;

учасник аукціону - замовник послуг транспортування, який здійснив в установленому порядку реєстрацію на аукціонній платформі та дотримується інших вимог розділу XIX Кодексу;

auction participant – the Network User, who registered in the prescribed manner on the auction platform and adheres to other requirements of Chapter XIX of the Code;

фізичне балансування - заходи, що вживаються оператором газотранспортної системи для забезпечення цілісності газотранспортної системи, а саме, необхідного співвідношення обсягів природного газу, що фізично надійшли через точки входу, і обсягів природного газу, фізично відібраного з точок виходу;

physical balancing - implementation of appropriate measures by the TSO to ensure integrity of the gas transmission system, namely the ratio of natural gas volumes received via entry points, and the natural gas volumes withdrawn from exit points;

фізичні перевантаження - перевищення попиту на послуги із транспортування природного газу над обсягом технічної потужності

physical congestions - prevalence of the demand for natural gas transmission services over the volume of technical capacities of the gas transmission system during the actual transmission of natural gas at some point in time;

газотранспортної системи під час фактичного транспортування природного газу у певний момент часу;

ф-фактор - частка поточної вартості очікуваного збільшення необхідного доходу оператора газотранспортної системи (пов’язаного зі збільшенням потужності, включеного до відповідного рівня пропозиції), яку необхідно покрити за рахунок поточної вартості зобов’язань замовників послуг транспортування щодо придбання потужності, визначених відповідно до глави 6 розділу XIX цього Кодексу;

f-factor - the share of the present value of the estimated increase in the allowed or target revenue of the transmission system operator associated with the incremental capacity included in the respective offer level to be covered by the present value of binding commitments of network users for contracting capacity calculated as set out in Chapter 6 of Section XIX of this Code;

цикл реномінацій - процес, що здійснюється оператором газотранспортної системи для надання замовнику послуг транспортування повідомлення щодо підтвердженого обсягу після отримання від нього реномінації;

renomination cycle – the process, performed by the TSO to provide Network User with the notification about the confirmed volume after the receiving of the renomination from it;

ціна аукціону - вартість одиниці потужності, яка розраховується як сума стартової ціни і аукціонної надбавки;

auction price – the cost of capacity unit, calculated as a sum of starting price and auction markup;

EIC-код - код енергетичної ідентифікації суб'єкта ринку природного газу та/або точки комерційного обліку, визначений за правилами Європейської мережі операторів газотранспортних систем (ENTSOG), з метою уніфікації та однозначної ідентифікації суб'єктів ринку природного газу та точок комерційного обліку, розміщених на об'єктах газової інфраструктури, у тому числі для участі у регіональних (міжнародних) газових ринках, та для забезпечення спрощення процедур зміни постачальників природного газу та електронного обміну даними між суб'єктами ринку природного газу;
ENTSOG - європейська мережа операторів газотранспортних систем.

EIC-code - energy identification code of a natural gas market entity and/or commercial metering point, specified as per the rules of the European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), for the purposes of unification and unique identification of natural gas market entities and commercial metering points, located at gas infrastructure facilities, including for the purposes of participation in regional (international) gas markets and to ensure simplification of replacement procedures for natural gas suppliers and electronic data exchange between natural gas market entities.
ENTSOG - the European Network of Transmission System Operators for Gas

Інші терміни використовуються в цьому Кодексі у значеннях, наведених у Законах України «Про ринок природного газу», «Про метрологію та

Other terms are used in this Code as defined in the Laws of Ukraine "On the Natural Gas Market", "On Metrology and Metrological Activity", "On

метрологічну діяльність», «Про трубопровідний транспорт», «Про нафту і газ», «Про забезпечення комерційного обліку природного газу», «Про регулювання містобудівної діяльності», «Про товарну біржу».

## 2. Умови визначення обсягу та фізико-хімічних показників природного газу.

1. Визначення обсягу та фізико-хімічних показників природного газу проводиться за нормальних та стандартних умов.

Нормальні умови

Визначення обсягу газу:

Тиск Рн: 101,325 кПа

Температура Тн: 273,15 К (= 0˚С)

Визначення вищої теплоти згоряння:

Тиск Рн 101,325 кПа

Температура згоряння Тзг: 298,15 К (= 25˚С)

Температура вимірювання Тн: 273,15 К (= 0˚С)

Стандартні умови

Визначення обсягу газу:

Тиск Рс: 101,325 кПа (760 мм. Рт. ст)

Температура Тс: 293,15 К (=20˚С)

Визначення нижчої теплоти згоряння:

Тиск Рс: 101,325 кПа

Температура згоряння Тзг: 298,15 К (= 25˚С)

Температура вимірювання Тс: 293,15 К (= 20˚С)

2. Перерахунки значень об’єму та теплоти згоряння на різні стандартні умови проводяться згідно з чинними нормативними документами.

## 3. Основні засади доступу до газотранспортної системи.

Pipeline Transport", "On Oil and Gas", "On Providing Commercial Metering of Natural Gas" "On Regulation of Town Planning", "On commodity Exchange".

## 2. Conditions for the specification of a volume and physical and chemical properties of natural gas.

1. Volume and physical chemical properties of natural gas are specified under normal and standard conditions.

Normal conditions

Specification of a volume of gas:

Pressure Pn: 101,325 kPa

Temperature Tn: 273,15 K (=0 °C)

Specification of a higher calorific value:

Pressure Pn 101,325 kPa

Temperature of combustion Tcb: 298,15 K (= 25 °C)

Temperature of measurement Tn 273,15 K ( = 0 °C)

Standard conditions

Specification of a volume of gas:

Pressure Ps: 101,325 kPa (760 mm Mercury)

Temperature Ts: 293,15 K (=20 °C)

Specification of a lower calorific value:

Pressure Ps 101,325 kPa

Temperature of combustion Tcb: 298,15 K (= 25 °C)

Temperature of measurement Ts 293,15 K ( = 20 °C)

2. Recalculations of values of volume and heat of combustion to different standard conditions are carried out in accordance with the current legal acts.

## 3. Main principles of access to gas transmission system.

1. Оператор газотранспортної системи на підставі договору транспортування природного газу та згідно з умовами, визначеними в цьому Кодексі, надає суб'єктам ринку природного газу:

право користування газотранспортною системою в межах розподілу потужностей на точках входу та виходу;

послуги транспортування природного газу газотранспортною системою в межах договірних потужностей та підтверджених номінацій.

2. Виробники біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел мають право на отримання доступу до газотранспортних і газорозподільних систем, газосховищ, установки LNG та на приєднання до газотранспортних та газорозподільних систем, за умови дотримання технічних норм та стандартів безпеки відповідно до законодавства та за умови, що біогаз або інші види газу з альтернативних джерел за своїми фізико-технічними характеристиками відповідають стандартам на природний газ.
3. Оператор газотранспортної системи, застосовуючи об’єктивні та прозорі засади, які забезпечують однакове поводження із замовниками послуг транспортування, а також беручи до уваги вимоги захисту довкілля, забезпечує:

стале функціонування газотранспортної системи та виконання договорів транспортування природного газу із замовником послуг транспортування;

функціонування газотранспортної системи в скоординований та ефективний спосіб зі збереженням необхідної надійності транспортування природного газу та його якості;

експлуатацію, ремонти мереж, установок та пристроїв газотранспортної системи разом зі з'єднаннями з іншими газовими системами в спосіб, що гарантує надійність функціонування газотранспортної системи;

спроможність газотранспортної системи задовольняти потреби у транспортуванні природного газу, а також можливість її розвитку при зростанні потреб в обсягах транспортування;

1. The TSO, under the natural gas transmission agreement, in compliance with conditions set out in this Code, shall provide the following to entities of the natural gas market:

right to use the gas transmission system within the limits of capacity allocation at the entry and exit points;

services of natural gas transmission through the gas transmission system within the contractual capacity and confirmed nominations.

2. Producers of biogas or of other types of gas from alternative sources have the right to access to gas transmission and gas distribution system, gas storages, LNG installation and to connection to gas transmission and distribution systems provided that technical norms and safety standards are observed according to the legislation and under condition that biogas or other types of gas from alternative sources have the same physical and technical characteristics as those of natural gas.

3. Operator of the gas transmission system, using objective and transparent principles, which ensure equal treatment of Network Users, and taking into account the requirements of environmental protection, shall provide:

sustainable operation of the gas transmission system and the execution of the natural gas transmission agreements signed with the Network User;

coordinated and efficient operation of the gas transmission system maintaining the required reliability of natural gas transmission and its quality;

operation and repairs of networks, installations and equipment of the gas transmission system together with connection to other gas systems in a way that guarantees reliability of the gas transmission system;

ability of the gas transmission system to meet the needs of natural gas transmission, as well as a possibility of development with the growing need for transmission volumes;

співпрацю з операторами суміжних систем або суб'єктами ринку природного газу з метою надійного та ефективного функціонування газових систем, а також координацію їх розвитку;

оперативно-диспетчерське управління транспортуванням природного газу, а також підтримку його якісних та кількісних параметрів у газотранспортній системі та в точках входу та виходу в/з неї;

вжиття заходів, необхідних для надійного функціонування газотранспортної системи;

балансування системи та управління перевантаженнями в газотранспортній системі, а також проведення розрахунків із замовниками послуг транспортування, які виникають через їх незбалансованість;

надання операторам суміжної системи, замовникам послуг транспортування інформації про умови надання послуг із транспортування;

управління перевантаженнями для замовників послуг транспортування та прямих споживачів;

впровадження періодичних досліджень потреби ринку в новій транспортній інфраструктурі, результати яких враховуються при підготовці планів розвитку.

4. Експлуатацію газотранспортної системи здійснює виключно оператор газотранспортної системи.

5. Оператор газотранспортної системи надає доступ до газотранспортної системи в межах технічної та вільної потужності газотранспортної системи.

6. У разі неочікуваного зростання споживання природного газу споживачами, виникнення перебоїв в транспортуванні природного газу, аварійної ситуації, що загрожує безпеці функціонування газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи

cooperation with operators of adjacent systems or the entities of natural gas market in order to ensure secure and efficient operation of gas systems and coordination of their development;

operational and dispatcher control of natural gas transmission and support of its qualitative and quantitative parameters in the gas transmission system and at entry and exit points to/from it;

taking measures needed for reliable operation of the gas transmission system;

system balancing and overload management in the gas transmission system, as well as settlements with Network Users arising from their imbalance,

provision to operators of adjacent system, Network Users of information on conditions of rendering transmission services,

congestion management for Network Users and direct consumers,

introduction of periodic research of market needs for new transport infrastructure, the results of which shall be taken into account during the preparation of development plans.

4. Exclusively the TSO shall exercise operation of the gas transmission system.

5. Operator of the gas transmission system shall provide services of access to the gas transmission system within the technical and available capacity of the gas transmission system.

6. In case of unexpected growth in consumption of natural gas by consumers, occurrence of disruptions in the transmission of natural gas, emergencies, which threatens security of operation of the gas transmission system, TSO shall take the measures provided for in this Code, National action plan and

зобов’язаний вжити заходів, передбачених цим Кодексом, Національним планом дій та правилами про безпеку постачання природного газу, затвердженими центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі (далі - Національний план дій, правила про безпеку постачання природного газу).

the Rules of security of supply of natural gas, approved by the central body of executive power, which ensures development and realization of the national policy in the oil and gas sector (hereiafter, National action plan, Rules of the security of supply of natural gas).

7. Оператор газотранспортної системи здійснює надання послуг транспортування природного газу з моменту отримання природного газу в точці входу та до моменту передачі природного газу в точці виходу.

7. Operator of the gas transmission system provides natural gas transmission services since the moment when natural gas is received at the entry point and till the moment when the natural gas is delivered at the exit point.

8. Взаємодія оператора газотранспортної системи з оператором іншої газотранспортної системи регулюється угодою про взаємодію, яка укладається відповідно до вимог цього Кодексу та Регламенту Комісії (ЄС) № 2015/703 від 30 квітня 2015 року, яким запроваджується кодекс мереж щодо правил взаємодії та обміну даними. .

8. Interaction of the operator of the gas transmission system with the operator of another gas transmission system is regulated by a cooperation agreement concluded in accordance with the requirements of this Code and Regulation of the Commission (EU) No 2015/703 as of 30 April 2015 that introduces Network Codes related to the rules of cooperation and data exchange..

9. Замовник послуг транспортування користується потужністю газотранспортної системи на засадах, визначених Законом України «Про ринок природного газу», цим Кодексом, а також договором транспортування природного газу.

9. Network User shall use the capacity of the gas transmission system on the basis defined in the Law of Ukraine "On the Natural Gas Market", this Code and the natural gas transmission agreement.

10. Прямий споживач забезпечує:

доступ оператора газотранспортної системи до вузлів обліку природного газу, які перебувають у його власності;

дотримання обмежень споживання природного газу, які полягають в обмеженні максимальної кількості споживання природного газу за годину та на добу згідно з повідомленнями оператора газотранспортної системи;

можливість цілодобового зв'язку оператора газотранспортної системи з прямим споживачем у разі виникнення раптових подій, які мають вплив на виконання транспортних послуг;

негайне виконання розпорядження диспетчерських служб оператора газотранспортної системи.

10. Direct consumer shall ensure the following:

access of the operator of the gas transmission system to natural gas metering stations, which are owned by it,

compliance with restrictions on natural gas consumption, consisting of limitations on the maximum amount of consumed natural gas per hour and per day according to notifications of the operator of the gas transmission system,

possibility of 24/7 communication of the operator of the gas transmission system with the direct consumer in case of occurrence of sudden events that influence execution of transmission services,

immediate performance of orders of dispatching services of the operator of the gas transmission system.

Прямий споживач, який є власником комерційного вузла обліку природного газу, зобов'язаний:

- утримувати об'єкти газової інфраструктури в належному технічному стані;
- виконувати періодичні перевірки та повірки вузла обліку в пункті одержання природного або передачі природного газу згідно з положеннями Кодексу та технічними нормами та стандартами;
- інформувати оператора газотранспортної системи про терміни виконуваних періодичних перевірок, повірок та надання його представникам доступу до комерційного вузла обліку під час здійснення цих робіт;
- забезпечувати доступ представників(а) оператора газотранспортної системи для перевірки належної роботи комерційного вузла обліку природного газу;
- забезпечувати виконання перевірки належної роботи системи комерційного вузла обліку природного газу за кожним запитом оператора газотранспортної системи, але не частіше одного разу на тиждень;
- надавати представникам оператора газотранспортної системи можливість пломбування комерційного вузла обліку газу;
- надавати оператору газотранспортної системи можливості дистанційного зчитування даних вимірювання у разі функціонування системи телеметрії та встановлювати системи телеметрії;
- надавати оператору газотранспортної системи можливість встановлення власної системи телеметрії.

Прямий споживач, який не є власником комерційного вузла обліку природного газу зобов'язаний утримувати об'єкти газової інфраструктури в належному технічному стані та має право: :

Direct consumer, who is the owner of the gas custody metering station, shall:

- maintain facilities of gas infrastructure in appropriate technical conditions,
- perform routine inspections and calibrations of the metering facility at the point of acceptance or delivery of natural gas according to the provisions of the Code and technical norms and standards;
- inform the operator of the gas transmission system about terms of performed routine inspections, calibrations and provide its representatives access to the commercial measuring point during the performance of these works,
- provide access to representative(s) of the operator of the gas transmission system to inspection of the proper functioning of the natural gas custody metering station,
- ensure inspection of proper functioning of the natural gas custody metering station upon each request of the operator of the gas transmission system, but at most once a week;
- provide representatives of the operator of the gas transmission system with a possibility of sealing the gas custody metering station,
- provide possibilities to the operator of the gas transmission system of performing remote readings of metering data in case the telemetry system is operational, and installing telemetry systems,
- provide possibilities to the operator of the gas transmission system of installing its own telemetry system.

Direct consumer, who is not an owner of the GCMS shall maintain facilities of gas infrastructures in appropriate technical condition and has the right to:

- be informed about the timeframe of routine inspections and calibrations performed by services of the operator of the gas transmission system, and may be present during these works;

бути поінформованим про терміни періодичних перевірок та повірок, які виконуються службами оператора газотранспортної системи, і може бути присутнім під час здійснення цих робіт;

опломбовувати засоби вимірювальної техніки, допоміжні пристрої та елементи газопроводів у місцях, де несанкціоноване втручання може вплинути на результати вимірювань об'єму газу;

здійснювати дистанційне зчитування вимірювальних даних у разі функціонування системи телеметрії на газорозподільній станції;

встановлювати власну систему телеметрії в порядку, визначеному цим Кодексом, за відсутності телеметрії та надавати оператору газотранспортної системи можливість отримання даних.

seal the facilities of the metering equipment, ancillary devices and elements of gas pipelines at places, where unauthorized intrusion may affect the metering results of gas volume;

remotely read metering data in case the telemetry system is operational at the gas distribution station;

install its own telemetry system according to the procedure prescribed by this Code in the absence of telemetry and provide the Operator of the gas transmission system a possibility to obtain data.

## II. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ, ВИЗНАЧЕННЯ ТОЧОК ВХОДУ І ТОЧОК ВИХОДУ

### 1. Характеристика газотранспортної системи

1. До складу газотранспортної системи у межах балансової приналежності оператора газотранспортної системи входять:

газопроводи з відводами та лупінгами від місця видобутку чи підземного зберігання газу (вихід з установки підготовки газу на об’єктах газодобування чи газосховище) до місця його розподілення зі зниженням тиску до 1,2 МПа (вихід із газорозподільної станції) з перекривною арматурою, переходами через природні і штучні перешкоди (автомобільні дороги, залізниці, канали тощо), вузлами запускання та приймання очисних засобів, вузлами збирання і зберігання газового конденсату, засобами введення в газопровід метанолу, ємностями для зберігання і розгазування

## II. CHARACTERISTICS OF GAS TRANSMISSION SYSTEM, SPECIFICATION OF ENTRY AND EXIT POINTS

### 1. Characteristics of the gas transmission system

1. Within the balance sheet attribution of the operator of the gas transmission system, gas transmission system includes the following components:

gas pipelines with taps and loop lines from the place of production or underground gas storage (exit from the gas treatment facility at gas production facilities or gas storage facility) to a place of its distribution with pressure drop to 1.2 MPa (at the exit from the gas distribution station) with shut-off valves, crossings over natural and artificial obstacles (automobile roads, railroads, canals, etc.), facilities for in-let and acceptance of treatment means, facilities for collection and storage of gas condensate, means of injection of methanol into the gas pipeline, reservoirs for the storage and de-gassing of the

конденсату, земляними амбрами для аварійного зливання конденсату;
компресорні станції;
газорозподільні станції;
установки підготовки газу;
установки протикорозійного захисту;
лінії і споруди систем технологічного зв’язку і телемеханіки;
лінія електропередачі і обладнання для електроживлення електроустановок магістральних газопроводів, систем телемеханіки та установок електрохімічного захисту;
газовимірювальні станції (ГВС), газовимірювальні пункти і газовимірювальні блоки на лінійній частині магістрального газопроводу;
міжгазопровідні пункти редукування газу;
протипожежні засоби, протиерозійні і захисні споруди газопроводів;
будівлі та споруди на лінійній частині магістрального газопроводу;
розпізнавальні і сигнальні знаки місцезнаходження газопроводів, що призначені для обслуговування технологічних об’єктів газотранспортної системи та знаходяться на балансі оператора газотранспортної системи;
інші об’єкти газотранспортної системи.

## 2. Визначення точок входу і точок виходу, віртуальних точок газотранспортної системи

1. У газотранспортній системі виділяються такі точки входу:

1) точки входу з фізичним розташуванням (далі - фізичні точки входу):

точки входу на міждержавних з'єднаннях;

точки входу від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ

condensate, earth ambras for the emergency draining of the condensate;

compressor stations;
gas distribution stations;
gas treatment facilities;
anti-corrosion protection facilities;
lines and structures of process communications and teleautomatics;
power transmission lines and equipment for powering electrical facilities of main pipelines, teleautomatics systems and electrochemical protection facilities;
gas metering stations (MS), gas metering points and gas metering units at the line part of the main gas pipeline;

interpipe gas reduction points;
fire-fighting means, erosion protection and protective structures of gas pipelines;
buildings and structures on the line part of the main gas pipeline;

distinctive signs and signal signs of the location of gas pipelines, designed for servicing technological facilities of the gas transmission system and recorded on the balance sheet of the TSO;
other facilities of the gas transmission system.

## 2. Specification of entry and exit points, virtual points of the gas transmission system.

1. The following entry points are identified in the gas transmission system:

1) entry points with physical location (heireinafter physical point):

cross-border entry points;

entry points from adjacent gas producers (whose networks can be used for transmission of natural gas of another gas producers or group of gas producers);

entry points from LNG facilities;

іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств);
точки входу з установок LNG;
точки входу з газосховищ;

2) віртуальні точки входу з невизначеним фізичним розташуванням (далі - віртуальні точки входу):

точки входу з газорозподільних систем (місце надходження газу від газовидобувного підприємства в точці його підключення до газорозподільної системи, через яку, у тому числі, може передаватися газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств);

точки входу з газосховища чи групи газосховищ;

точки входу з митного складу газосховища чи групи газосховищ;

точки входу від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств);

точки входу на міждержавних з'єднаннях.

2. У газотранспортній системі виділяються такі точки виходу:

1) точки виходу з фізичним розташуванням (далі - фізичні точки виходу):

точки виходу на міждержавних з'єднаннях;
точки виходу до прямих споживачів;
точки виходу до газорозподільних систем;
точки виходу до газосховищ;
точка виходу до суміжного газовидобувного підприємства.

2) віртуальні точки виходу з невизначеним фізичним розташуванням (далі - віртуальні точки виходу):

entry points from gas storage facilities.

2) virtual entry points with undefined physical location (hereinafter – virtual entry point):

entry points from the gas distribution systems (point of gas injection from gas producer in its connection point to the distribution system, which – inter alia – may be used for transmission of natural gas of another gas producer or group of gas producers may be transmitted),

entry points from the gas storage facility or group of gas storage facilities,

entry points from the customs warehouse of gas storage facilities or a group of storage facilities.

entry points from the adjacent gas producers (whose networks can be used for transmission of natural gas of another gas producers or group of gas producers),

cross-border entry points.

2.The following exit points are identified in the gas transmission system:

1) exit points with physical location (hereinafter physical exit points) to:

cross-border exit points;
exit points to direct consumers;
exit points to gas distribution systems;
exit points to gas storage facilities;
exit point to the adjacent producer.

2) Virtual exit points with undefined physical location (hereinafter – virtual exit points):

exit points to the gas distribution system;

точки виходу до газорозподільних систем;
точки виходу до газосховища чи групи газосховищ;
точки виходу до митного складу газосховища чи групи газосховищ;

точка виходу до суміжного газовидобувного підприємства;
точки виходу на міждержавних з'єднаннях;
точка виходу для операцій оператора газотранспортної системи, пов'язаних із закупівлею оператором газотранспортної системи природного газу для власних потреб та виробничо-технологічних витрат.

exit points to gas storage facilities or groups of gas storage facilities;
exit points from the customs warehouse of gas storage facilities or a group of storage facilities;

exit point to the adjacent producer;
cross-border exit points;
exit point for operations of the operator of the gas transmission system, related to purchasing by the operator of the gas transmission system of natural gas for own needs and technological losses.

3. У газотранспортній системі виділяють віртуальну торгову точку.

3. Virtual trading point is defined in the gas transmission system.

4. Для кожної газорозподільної зони оператор газотранспортної системи створює одну віртуальну точку виходу до газорозподільної системи, що охоплює всі точки виходу до цієї системи, розташовані на території ліцензованої діяльності оператора газорозподільної системи.

4. For each gas distribution area, the operator of the gas transmission system shall create one virtual exit point to the gas distribution system covering all exit points to the system, located in the territory of the licensed activities of the operator of the gas distribution system.

5. По кожному суміжному газовидобувному підприємству оператор газотранспортної системи створює одну віртуальну точку входу від цього суміжного газовидобувного підприємства, що об'єднує всі його фізичні точки входу в газотранспортну систему (навіть якщо це єдина фізична точка входу).

5. For each adjacent gas producer, the operator of the gas transmission system shall create one virtual entry point from this adjacent gas producer, which connects all its physical entry points to gas transmission system (even if there is one ohysical entry point).

У випадку якщо до газорозподільної системи оператора газорозподільної системи підключений промисловий газопровід газовидобувного підприємства (підприємств), оператор газотранспортної системи створює одну віртуальну точку входу з газорозподільної системи (окремо для кожної газорозподільної зони), в яку об'єднує всі фізичні підключення газовидобувних підприємств, безпосередньо підключених до газорозподільної системи.

If field pipeline of gas producer (producers) is connected to gas distribution system of the DSO, the TSO shall create one virtual entry point from gas distribution system (separately for each gas distribution zone), which connects all physical connections of gas producers directly connected to gas distribution system.

6. З метою забезпечення ефективного та максимального використання технічної потужності газотранспортної системи, сприяння транскордонній торгівлі природним газом оператор газотранспортної системи за погодженням з Регулятором має право створити віртуальні точки входу/виходу на міждержавному з'єднанні, які повинні відповідати таким умовам:

1) загальна потужність кожної віртуальної точки входу/виходу міждержавного з'єднання дорівнює або перевищує суму технічних потужностей усіх фізичних точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні, які вона об'єднує;

2) створення віртуальної точки входу/виходу на міждержавному з'єднанні не суперечить угодам із оператором газотранспортної системи сусідньої країни;

3) віртуальна точка на міждержавному з'єднанні може поєднувати фізичні точки на міждержавному з'єднанні виключно з однією сусідньою країною.

7. Оператор газотранспортної системи розміщує на власному вебсайті перелік усіх точок входу та виходу газотранспортної системи.

6. In order to ensure efficient and maximal utilization of technical capacities of gas transmission system, to facilitate cross-border trade of natural gas, the TSO – after approval of the Regulator – is entitled to establish virtual cross-border entry/exit points subject to the following criteria:

1) total capacity of each virtual cross-border entry/exit point shall be equal or exceed the sum of technical capacities of all physical cross-border entry/exit points, connected by it;

2) establishment of virtual cross-border entry/exit point shall comply with the Agreements with the adjacent TSO;

3) virtual cross-border point may connect only physical cross-border points solely with one neighboring country.

7. On its own web page, the operator of the gas transmission system shall publish a list of all entry and exit points of the gas transmission system.

## III. НОРМИ ЯКОСТІ, ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТА ІНШІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ПРАВИЛА ОБЛІКУ ТА ДОКУМЕНТАЛЬНЕ ОФОРМЛЕННЯ ПРИЙМАННЯ-ПЕРЕДАЧІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ.

### 1. Норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до транспортування в газотранспортній системі.

1. Відповідальним за якість газу є:

1) у точках входу (крім точок входу на міждержавному з'єднанні) - оператори суміжних систем, суміжні газовидобувні

## III. QUALITY NORMS, PHYSICAL AND CHEMICAL INDICATORS AND OTHER CHARACTERISTICS OF NATURAL GAS, RULES OF METERING AND DOCUMENTARY EXECUTION OF ACCEPTANCE AND DELIVERY OF NATURAL GAS.

### 1. Quality norms, physical and chemical properties and other characteristics of natural gas, accepted for transmission in the gas transmission system.

1. The following persons shall be responsible for the quality of gas:

1) at entry points (except at cross-border entry points) – operators of adjacent systems, adjacent gas producers, which inject gas into entry

підприємства, які подають природний газ до газотранспортної системи в точці входу. У точках входу на міждержавному з'єднанні відповідальним є замовник послуг транспортування;
в точках виходу оператор газотранспортної системи.

2. Визначення фізико-хімічних показників та інші характеристик (далі – ФХП) природного газу проводиться у точках входу і точках виходу.
3. Визначення ФХП природного газу у точках виходу газотранспортної системи проводиться оператором газотранспортної системи на умовах визначених цим Кодексом та погоджених з операторами суміжних систем або прямими споживачами, з використанням автоматичних потокових приладів (автоматичних хроматографів та вологомірів), та/або вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій.
4. Точки визначення ФХП природного газу можуть знаходитись як на комерційних вузлах обліку газу (ВОГ) та пунктах вимірювання витрат газу (ПВВГ), так і на інших точках магістральних газопроводів, від яких подається газ через вищезазначені комерційні ВОГ та ПВВГ. Оператор газотранспортної системи повинен визначати точки визначення ФХП (місця відбору проб) таким чином, щоб гарантувати, що значення теплоти згоряння відібраної проби не відрізнялось більше ніж на +/- 5% у ту саму добу від теплоти згоряння природного газу по будь-якому фізичному виходу комерційного обліку газу, на який ці значення ФХП розповсюджуються.

   У разі якщо до точки входу/виходу до/із газотранспортної системи природний газ надходить одночасно від різних джерел, визначення ФХП природного газу, що транспортується до точки входу/виходу ГТС, проводиться після точки змішування.

5. Визначення ФХП природного газу у точках входу газотранспортної системи проводиться на комерційних ВОГ (ПВВГ) операторів суміжних систем (у тому числі суміжних газовидобувних підприємств) або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи з використанням автоматичних потокових приладів (автоматичних хроматографів та вологомірів), та/або вимірювальних

point to the GTS. At cross-border entry points transmission services customer is responsible;
at exit points – TSO.

2. Specification of physical and chemical properties and other characteristics (hereinafter – PCP) of natural gas shall be carried out at entry and exit points.
3. PCP of natural gas at exit points of the gas transmission system shall be specified by the TSO on conditions, defined by this Code and agreed with operators of adjacent systems or with direct consumers, with the use of automatic flow devices (automatic chromatographs and moisture meters) and/or measuring chemical and analytical laboratories.

**4.** Points of specification of PCP of natural gas may be located both at gas custody metering stations (GCMSs) and discharge measurement stations (DMSs) and at other points of main gas pipelines, from which gas is supplied through the foregoing GCMSs and DMSs. TSO shall specify points of identification of PCP (places of sampling) in such a way, so as to guarantee that a calorific value of the taken sample is not different by more than +/- 5% on the same day from the natural gas calorific value by any physical exit of the gas custody, covered by these values of PCP.

In case if natural gas comes simultaneously from different sources to the point of entry / exit to / from the gas transmission system, the determination of PCP of the natural gas transported to the point of entry / exit of the GTS is carried out after the mixing point.

5. Specification of PCP of natural gas at entry points of the gas transmission system shall be carried out at GCMSs (DMSs) of operators of adjacent systems (inter alia – adjacent gas producers) or other entities, directly connected to the gas transmission system with the use of automatic flow devices (automatic chromatographs and moisture meters) and/or measuring chemical and analytical laboratories.

хіміко-аналітичних лабораторій.

6. Точки визначення ФХП (місця відбору проб) природного газу та періодичність проведення вимірювань при використанні для визначення ФХП вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій узгоджуються оператором газотранспортної системи з операторами суміжних систем, суміжними газовидобувними підприємствами або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, окремим протоколом.

6. TSO shall approve of the points of determining the PCP (sample taking places) of natural gas and regularity of measurements with the use of chemical and analytical laboratories for the specification of PCP together with operators of adjacent systems, adjacent gas producers or other entities, directly connected to the gas transmission system, by a separate protocol.

Оператор ГТС повинен розробити, затвердити та розмістити на офіційному сайті відповідні маршрути визначення фізико-хімічних показників газу, в яких описано та схематично зображено маршрут переміщення газу від точки/точок визначення ФХП газу до точок входу або точок виходу до/з газотранспортної системи з відображенням місць відбору проб ФХП природного газу та/або встановлення автоматичних потокових приладів визначення ФХП газу.

Маршрут може бути розроблений як для однієї точки виходу ГТС, так і для групи точок виходу ГТС з однаковими ФХП газу.

У випадку транспортування газу до точки виходу різними маршрутами складаються і затверджуються всі можливі маршрути.

The TSO must develop, approve and publish on the official site the relevant routes for determining the PCP of gas, which describe and schematically depicted the route of gas transfer from the point(s) of determining the gas flow to the points of entry or exit to / from the gas transportation system with the display of places of collection of samples PCP of natural gas and / or the installation of automatic flow control devices for the determination of PCP of gas.

The route may be developed both for one exit point of the GTS and for the group of exit points of the GTS with the same PCP of gas.

In case the gas transportation to the exit point is possible with different routes, and all possible routes shall be drawn up and approved.

7. Точки входу та точки виходу з/до газотранспортної системи, через які передається природний газ з максимальною витратою за стандартних умов, що перевищує 30 000 м$^3$/год, мають бути обладнані приладами, які на безперервній основі забезпечують контроль компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою природного газу (зокрема автоматичними хроматографами та вологомірами), з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних підрозділам оператора газотранспортної системи. Для нових точок входу/виходу до/з газотранспортної системи, через які передається природний газ, норма щодо обладнання приладами, які на безперервній основі забезпечують

7. Entry and exit points from/to the gas transmission system, through which natural gas is transmitted with the maximal flow under standard conditions, which exceeds 30 000 m3/hour, shall be equipped with devices, which continuously ensure control of component related composition, heat of combustion and dew point temperature as per the natural gas humidity (in particular, by automatic chromatographs and moisture meters), with a possibility of their remote control and data transfer by a unit of the TSO.For new points of entry/exit to/from the gas transmission system, through which natural gas is transmitted, the standard pertaining to the equipment, which continuously monitor PCP of natural gas is mandatory regardless of the volume of natural gas being transmitted.

контроль ФХП природного газу, є обов'язковою не залежно від величини об'єму передачі природного газу.

8. У разі виходу з ладу автоматичних потокових приладів, за погодженням з оператором газотранспортної системи, допускається на період усунення несправності використання для визначення теплоти згоряння, компонентного складу газу та температури точки роси за вологою хіміко-аналітичних лабораторій.

8. In case of failure of automatic flow devices, in agreement with the TSO, it is permitted to use chemical and analytical laboratories for the period of elimination of the failure to determine a heat of combustion, component related composition of gas and dew point temperature by water.

9. Періодичність визначення компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою при використанні вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій повинна бути не рідше, ніж один раз на тиждень.

9. Regularity of specification of the component related composition, heat of combustion and dew point temperature by water when using chemical and analytical laboratories shall be not less than once per week.

10. До визначення ФХП допускаються вимірювальні хіміко-аналітичні лабораторії, що у встановленому законодавством порядку отримали право на виконання таких робіт.

10. Those chemical and analytical laboratories shall be allowed for the specification of PCP, which have received the right to perform such works according to the procedure, prescribed by law.

11. Для точок входу і точок виходу визначаються наступні значення ФХП:

1) Компонентний склад,
2) Нижча та вища теплота згоряння;
3) Густина газу;
4) Вміст сірководню та меркаптанової сірки;
5) Вміст механічних домішок;
6) Число Воббе;
7) Температура точки роси за вологою;
8) Температура точки роси за вуглеводнями.

11. The following PCP indicators shall be determined for entry and exit points:

1) Component related composition,
2) Higher and lower calorific value,
3) Gas density,
4) Content of hydrogen sulfide and marcaptan sulfur,
5) Content of mechanical admixtures,
6) Wobbe index,
7) Dew point temperature by water,
8) Dew point temperature by hydrocarbons.

12. Визначення ФХП природного газу та відбір проб газу проводиться згідно з вимогами чинних нормативно-технічних документів. При цьому

12. Determination of PCP of natural gas and gas sampling shall be conducted in accordance with the requirements of applicable regulatory and

уповноважені представники оператора суміжних систем мають право бути присутніми під час відбору проб газу та/або при проведенні його аналізу з визначення ФХП.

technical documents. Along with this, authorized representatives of an operator of adjacent systems shall have a right to be present during the gas sampling and/or during the conduct of its analysis to determine the PCP.

13.Природний газ, що подається в газотранспортну систему, повинен відповідати таким вимогам:

| | | |
|---|---|---|
| Вміст метану ($C_1$), мол. % | мінімум | 90 |
| Вміст етану ($C_2$) , мол. % | максимум | 7 |
| Вміст пропану ($C_3$) , мол. % | максимум | 3 |
| Вміст бутану ($C_4$) , мол. % | максимум | 2 |
| Вміст пентану та інші більш важких вуглеводнів ($C_5$+), мол. % | максимум | 1 |
| Вміст азоту ($N_2$) , мол. % | максимум | 5 |
| Вміст вуглецю ($CO_2$), мол. % | максимум | 2 |
| Вміст кисню ($O_2$), мол. % | максимум | 0,02 |
| Вища теплота згоряння 25°C/0°C (25°C/20°C) | | |
| Мінімум | 10.71(9,97) кВт·год/м$^3$ | |
| Максимум | 11.54(10,75) кВт·год/м$^3$ | |
| Нижча теплота згоряння (25 °C/ 20°C) | | |
| Мінімум | 9.00 кВт·год/м$^3$ | |
| Максимум | 9.70 кВт·год/м$^3$ | |
| Температура точки роси за вологою $^0$C при абсолютному тиску газу 3,92 Мпа | Не перевищує мінус 8 (-8) | |
| Температура точки роси за вуглеводнями при температурі газу не нижче 0°C | Не перевищує 0°C | |
| Вміст механічних домішок: | відсутні. | |
| Вміст сірководню, г/м$^3$, | максимум | 0,006 |
| Вміст меркаптанової сірки, г/м$^3$, | максимум | 0,02 |

13.Natural gas supplied to the gas transmission system shall meet the following requirements:

| | | |
|---|---|---|
| Methane content ($C_1$), mol.% | minimum | 90 |
| Ethane content ($C_2$), mol.% | maximum | 7 |
| Propane content ($C_3$), mol.% | maximum | 3 |
| Butane content ($C_4$), mol.% | maximum | 2 |
| Content of pentane and other heavier hydrocarbons ($C_5$+), mol.% | maximum | 1 |
| Nitrogen content ($N_2$), mol.% | maximum | 5 |
| Content of carbon ($CO_2$), mol.% | maximum | 2 |
| Oxygen content ($O_2$), mol.% | maximum | 0.02 |
| Higher calorific value 25°C/0°C (25°C/20°C) | | |
| Minimum | 10.71 (9.97) kWt·hour/m$^3$ | |
| Maximum | 11.54 (10.75) kWt·hour/m$^3$ | |
| Lower calorific value (25°C/20°C) | | |
| Minimum | 9.00 kWt·hour/m$^3$ | |
| Maximum | 9.70 kWt·hour/m$^3$ | |
| Dew point temperature by water °C at the absolute gas pressure 3.92 MPa | Does not exceed minus 8 (-8) | |
| Dew point temperature by hydrocarbons at the gas temperature not lower 0°C | Does not exceed 0°C | |
| Content of mechanical admixtures: | n/a | |
| Content of hydrogen sulfide, g/m$^3$, | maximum | 0.006 |
| Content of mercaptan sulfur, g/m$^3$, | maximum | 0.02. |

14. ФХП у прикордонних точках входу та виходу повинні відповідати вимогам зовнішньоекономічних договорів, угодам про взаємодію та вимогам пункту 13 цієї глави.

15. Оператор газотранспортної системи має право не приймати у точках входу в газотранспортну систему природний газ у випадках невідповідності ФХП газу параметрам, за недотримання яких типовим договором транспортування природного газу, затвердженого Регулятором, передбачено сплату додаткових плат.

16. Якщо природний газ, що не відповідає вимогам пункту 13 цієї глави, був завантажений в газотранспортну систему з причин, незалежних від оператора газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи одержує від суб'єкта, який подав у газотранспортну систему неякісний газ, додаткову оплату, визначену в договорі транспортування.

17. ФХП транспортованого природного газу у точках виходу повинні відповідати вимогам пункту 13 цієї глави, за винятком вимог щодо вмісту меркаптанової сірки.

18. Якщо природний газ, що був переданий в точках виходу з газотранспортної системи, не відповідає встановленим вимогам пункту 17 цієї глави, оператор газотранспортної системи сплачує оператору газорозподільної системи, оператору газосховищ, прямому споживачу додаткову оплату, визначену в договорі транспортування.

19. Значення ФХП природного газу, що транспортується, визначається:

для точок, в яких були встановлені потокові засоби вимірювань, для кожної години,

2) для точок, які не були обладнані засобами вимірювання складу природного газу (не були встановлені хроматографи, вологоміри), на підставі останнього вимірювання, проведеного вимірювальною хіміко-аналітичною лабораторією.

14. PCP at border entry and exit points shall meet the requirements of foreign economic contracts, cooperation agreement and requirements of Article 13 of this Chapter.

15. TSO is entitled not to accept into the entry points of gas transmission system the natural gas in cases of incompliance of natural gas PCP with parameters, for violation of which the standard natural gas transportation agreement, approved by the Regulator, prescribes additional fines.

16. If natural gas that does not meet the requirements of Article 13 of this Chapter was loaded into the gas transmission system, for reasons beyond control of the operator of the gas transmission system, the operator of the gas transmission system shall receive from the entity that supplied bad quality gas to the gas transmission system a additional payment specified in the transmission agreement.

17. PCP of the transported natural gas at exit points shall meet the requirements of item 13 of this Chapter except for requirements as to the content of marcaptan sulfur.

18. If natural gas, which was delivered at exit points from the gas transmission system, does not meet the established requirements of Article 17, TSO shall pay to the DSO, underground storages Operator, direct consumer the Network User an additional payment, specified in the transmission agreement.

19. Values of PCP of natural gas, which is transported, shall be determined:

1) For points, whereat flow measurement facilities were installed, those values are determined for each hour,

2) For points that were not equipped with means of measuring composition of natural gas (chromatographs, moisture meters were not installed) those values are determined based on the last measurement conducted by a measuring chemical-analytical laboratory.

20. Місячні паспорти-сертифікати ФХП газу підлягають оприлюдненню на вебсайті оператора газотранспортної системи.
21. Оператор газотранспортної системи надає операторам суміжних систем або іншим суб'єктам, безпосередньо підключеним до газотранспортної системи, оперативні дані ФХП природного газу за всіма узгодженими точками його визначення, який має містити такі чисельні значення:
густина газу;
вміст азоту;
вміст вуглекислого газу;
температура точки роси за вологою;
температура точки роси за вуглеводнями;
число Воббе;
середньозважена вища теплота згоряння за минулу добу.
22. Газ, що подається споживачам, повинен бути одоризованим згідно з вимогами чинних нормативно-технічних документів. В окремих випадках, які визначаються угодами з операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, що безпосередньо підключені до газотранспортної системи, допускається подача неодоризованого природного газу.
23. Оператор газотранспортної системи є відповідальним за забезпечення оптимального режиму одоризації газу.

## 2. Порядок обліку природного газу.

1. Приймання-передача природного газу у фізичних точках входу та точках виходу здійснюється виключно за наявності комерційного ВОГ (ПВВГ).
2. Комерційний облік природного газу проводиться на комерційному ВОГ (ПВВГ) сторони, що передає природний газ. Якщо у сторони, що передає газ, відсутній комерційний ВОГ (ПВВГ), комерційний облік природного газу проводиться на комерційному ВОГ (ПВВГ) сторони, що приймає газ.

20. Monthly passport-certificates of specification of PCP of gas shall be published on the web site of the TSO.
21. TSO shall furnish operators of adjacent systems or other entities, directly connected to the gas transmission system, with operational data on PCP of natural gas at all agreed points of its specification, which shall contain the following numerical values:
Nitrogen density;
Nitrogen content;
Content of carbon dioxide;
Dew point temperature by water;
Wobbe index;
Heat of combustion.
weighted average GCV for the past day.

22. Gas supplied to consumers shall be odorized in accordance with requirements of current regulatory and technical documents. In individual cases, which are determined by agreements with operators of adjacent systems or with other entities, directly connected to the gas transmission system, it is permitted to supply the non-odorized natural gas.
23. TSO shall be responsible for ensuring an optimal gas odorizing regime.

## 2. Procedure for natural gas metering.

1. The acceptance and delivery of natural gas at physical points of entry/ exit is performed exclusively on condition of availability of a GCMS (DMS).
2. Commercial metering of natural gas shall be carried out at a GCMS (DMS) of the gas transmitting party. If the gas transmitting party does not have a GCMS (DMS), commercial metering of natural gas shall be performed at a GCMS (DMS) of the gas receiving party.

3. Комерційний ВОГ (ПВВГ) у точці входу до газотранспортної системи має бути розташований у точці приєднання, яка має співпадати з межею балансової належності між операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи. У випадку, якщо комерційний ВОГ (ПВВГ) у точці входу до газотранспортної системи не розташований у точці приєднання, яка має співпадати з межею балансової належності між операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, власник комерційного ВОГ (ПВВГ) передає оператору газотранспортної системи на обслуговування на підставі договору відповідну інфраструктуру від комерційного ВОГ (ПВВГ) до межі балансової належності, який передбачає покриття відповідних витрат оператора газотранспортної системи.

3. GCMS (DMS) at the entry point to the gas transmission system shall be located at the point of connection, which shall coincide with a boundary of balance sheet attribution between operators of adjacent systems or other entities, directly connected to the gas transmission system. If the GCMS (DMS) at the entry point to the GTS is not located at the point of connection, which should correspond to the boundary of balance sheet attribution between operators of adjacent system or other entities, directly connected to the GTS, the owner of the GCMS (DMS) transfers the respective infrastructure for servicing to the GTS Operator to the boundary of balance sheet attribution, which envisions coverage of respective expenses of the Operator of the gas transmission system.

4. На газорозподільній станції комерційні ВОГ (ПВВГ) можуть бути встановлені на газопроводі високого тиску до вузла редукування, так і на газопроводі низького тиску після вузла редукування.

4. At a gas distribution station, GCMSs (DMSs) may be installed both on a high pressure pipeline downstream of the pressure reduction terminal and on a low pressure gas pipeline upstream of the pressure reduction terminal.

5. Якщо комерційні ВОГ (ПВВГ), у тому числі прикордонні ГВС (ПВВГ) як у точці входу, так і точці виходу розташовані до (після) межі балансової належності, обсяг переданого газу зменшується (збільшується) на розрахункову величину виробничо-технологічних витрат на ділянці між цим комерційним ВОГ (ПВВГ) і межею балансового розподілу суміжних суб’єктів господарювання.

5. Where GCMSs (DMSs), including border GMSs (DMSs) both at the entry point and at the exit point, are located before (after) the boundary of balance sheet attribution, amount of the transmitted gas shall be reduced (increased) by the estimated value of production and technological losses on the section between that GCMS (DMS) and boundary of balance sheet attribution of adjacent economic entities.

6. Якщо після комерційного ВОГ (ПВВГ) на газорозподільній станції здійснюється відбір газу на газоспоживаюче обладнання оператора газотранспортної системи (котли опалення чи підігрівачі газу), це обладнання має бути забезпечене окремим вузлом обліку газу відповідно до вимог чинного законодавства.

6.If after the GCMS (DMS) at the gas distribution station withdrawal of gas is conducted to the gas consuming equipment that belongs to the TSO (heaters or gas heaters), this equipment shall be provided with a separate metering station in accordance with the applicable legislation.

7. Обсяги інших виробничо-технологічних витрат природного газу після комерційного вузла обліку газу на газорозподільних станціях, у тому числі на газорегулюючому обладнанні, запобіжних пристроях, скидних

7. Volumes of other production and technological losses of natural gas after GCMS at gas distribution stations, including at gas regulating equipment, preventive equipment, waste valves, cold vent pits etc are decided on the

клапанах, продувних свічках тощо, визначаються за результатами інструментального визначення обсягів виробничо-технологічних витрат, що провадиться за графіком або розрахунком погодженими сторонами, у порядку, визначеному в Технічній угоді.

8. Вимоги до складових частин вузла обліку природного газу, правил експлуатації приладів обліку, порядку вимірювання його обсягів та визначення якості визначаються технічними регламентами та нормами, правилами і стандартами, які встановлюються і затверджуються центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі.

9. Особливості обліку природного газу у точках входу та точках виходу між оператором газотранспортної системи та операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, регулюються Кодексом та технічною угодою, що укладається між вказаними суб'єктами (далі - Технічна угода), яка не може суперечити вимогам Кодексу.

10. Для точок входу і точок виходу визначаються значення обсягу газу в одиницях об'єму ($м^3$) та енергетичних одиницях (МВт·год):
обсяг природного газу за годину;
обсяг природного газу за добу;
обсяг природного газу за місяць;
ФХП газу;
тиск газу.

11. Обсяг енергії природного газу розраховується шляхом перемноження виміряного об'єму газу, зведеного до стандартних умов, на значення середньозваженої вищої теплоти згоряння газу за цей період:

$E = V_c \cdot H_s$,

де: E - обсяг енергії газу, (МВт·год);

basis of the instrumental determination of volumes of production and technological losses and is conducted on the basis on a schedule and computation, agreed upon by the sides, in the procedure defined in the Technical agreement.

8. Requirements for components of the natural gas metering facility, rules of operation of metering devices, procedures of measuring its volume and determination of its quality shall be established by technical regulations and standards, rules and standards that are established and approved by the central executive body that ensures formation and implementation of the state policy in the oil and gas sector.

9. Specifics of natural gas metering at entry and exit points between the TSO and operators of adjacent systems or other entities, directly connected to the gas transmission system, shall be regulated by the Code and by technical agreement concluded between the indicated entities (hereinafter – Technical Agreement), which may not contradict to the Code requirements.

10. For entry and exit points the following measurements of gas are defined : in volume (m3) and energy (MWH/h) units
volume of natural gas per hour,
volume of natural gas per day,
volume of natural gas per month,
PCP of gas,
gas pressure.

11. Quantity of energy of natural gas shall be calculated by multiplying the metered volume of gas, adjusted to standard conditions, by the value of the weighted average GCV of gas during this period:

$E = Vc \bullet Hs$,

Where: E – quantity of gas energy, (MWh);

$V_c$ - об'єм газу, зведений до стандартних умов, (тис. $м^3$);

$H_s$ - середньозважена вища теплота згоряння газу, (кВт·год/$м^3$).

При використанні потокового хроматографа вища теплота згоряння за годину є середнім арифметичним від проведених вимірювань за годину.

Вимірювання теплоти згоряння проводиться відповідно до вимог глави 1 Розділу III.

Обсяг енергії природного газу, що проходить через комерційний ВОГ, який розташований на маршруті, який обладнаний потоковими ЗВТ визначення ФХП газу, може визначатися:

в автоматичному режимі з використанням коректорів або обчислювачів об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу, які отримують дані безпосередньо з потокових ЗВТ визначення ФХП газу;

у напівавтоматичному режимі з використанням спеціалізованих програм на основі середніх значень теплоти згоряння за годину з потокових ЗВТ визначення ФХП газу та об'єму газу за годину з коректорів/обчислювачів об'єму газу.

Обсяг енергії природного газу, що проходить через комерційний ВОГ, який розташований на маршруті, де визначення ФХП газу проводиться з використанням вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій, може визначатися:

у напівавтоматичному режимі з використанням коректорів або обчислювачів об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу на основі значення вищої теплоти згоряння, що вводиться до

Vc - volume of gas, adjusted to standard conditions (tcm);

Hs - weighted average GCV of gas (KW • h / m3).

In case of using flow chromatograph the weighted average GCV of gas per hour shall be an arithmetic average of conducted meterings per hour.

The measurement of heat of combustion of gas shall be carried out in accordance with the Paragraph 1 of Chapter III.

Quantity of energy of natural gas, that flow though a CGMS, which is located on the route, equipped with a flow FMT for the determination of gas PCP, can be determined:

in automatic mode with the use of correctors or gas volume meters with the function of calculating of he natural gas energy, which receive data directly from the flow FMT for the determination of the PCP of gas;

in semi-automatic mode with the use of specialized programs based on the average heat of combustion per hour from the flow FMT to determine PCP of gas and gas volume per hour from gas volume correctors/meters.

Quantity of energy of natural gas, that flow though a CGMS, which is located on the route, where PCP is determined with the use of measuring chemical analytical laboratories, can be determined:

in semi-automatic mode with the use of correctors or gas volume meters with the function of calculating of he natural gas energy based on the average heat of combustion, that is default volume in to the meters/correctors using

обчислювача/коректора з використанням спеціалізованих програм як умовно-постійний параметр, та об'єму газу за період розрахунку;

у напівавтоматичному режимі з використанням спеціалізованих програм на основі значення вищої теплоти згоряння, що дорівнює останньому визначеному значенню вищої теплоти згоряння, та об'єму газу за годину з коректорів/обчислювачів об'єму газу (при цьому, вищезгадане значення вищої теплоти згоряння використовується для розрахунку, починаючи з години, наступної за годиною, під час якої до обчислювача/коректора з використанням спеціалізованих програм внесені, як умовно-постійні, параметри значення густини газу, вмісту азоту та діоксиду вуглецю).

12. Обсяг природного газу за добу, як в одиницях об'єму, так і одиницях енергії, визначається як сума погодинних обсягів природного газу.

13. Обсяг природного газу за місяць, як в одиницях об'єму, так і одиницях енергії, визначається як сума добових обсягів природного газу.

14. Вища теплота згоряння за добу є середньозваженим значенням вищої теплоти згоряння за кожну годину доби розраховується за формулою:

$$\tilde{H}_{SD} = \frac{\sum_{i=1}^{n} H_{Si} \cdot V_i}{\sum_{i=1}^{n} V_i},$$

де $\tilde{H}_{SD}$ - середньозважене значення вищої теплоти згоряння за добу;

$H_{Si}$ - значення вищої теплоти згоряння за і-ту годину;

$V_i$ - об'єм газу за годину.

specialized programs as a conditional constant parameter and gas volume during the calculation period;

in semi-automatic mode with the use of specialized programs based on the average heat of combustion, equal to the last determined GCV and the volume of gas per hour from the correctors/meters of gas volume (in this case, the above-mentioned value of the GCV is used to calculate, starting from the hour following the hour during which the parameters of the gas density, nitrogen content and carbon dioxide content were default volume as conditionally constant for the meter using specialized programs).

12. Volume of natural gas per day, in units of volume as well as units of energy, shall be determined as a sum of hourly volumes of natural gas.

13. Monthly volume of natural gas, in units of volume as well as units of energy, shall be determined as a sum of daily volumes of natural gas.

14. The GCV of gas per day is the the weighted average GCV of gas for each hour of day and is calculated according to the formula:

$$\tilde{H}_{SD} = \frac{\sum_{i=1}^{n} H_{Si} \cdot V_i}{\sum_{i=1}^{n} V_i},$$

Where:

$\tilde{H}_{SD}$ - weighted average GCV per day;

$H_{Si}$ - weighted average GCV for i-hour;

$V_i$ - volume of gas per hour.

Вища теплота згоряння за місяць є середньозваженим значенням вищої теплоти згоряння за кожну добу і розраховується за формулою:

$$\tilde{H}_{SM} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \tilde{H}_{SDi} \cdot V_i}{\sum_{i=1}^{n} V_i},$$

де $\tilde{H}_{SM}$ - середньозважене значення вищої теплоти згоряння за місяць;

$\tilde{H}_{SDi}$ - середньозважене значення вищої теплоти згоряння за і-ту добу;

$V_i$ - об'єм газу за добу.

15. Вимоги до технічних рішень, які застосовуються при будівництві, реконструкції чи капітальному ремонті комерційних ВОГ (ПВВГ), визначаються:
для комерційних ВОГ (ПВВГ), що знаходяться у власності оператора газотранспортної системи – оператором газотранспортної системи;
для комерційних ВОГ (ПВВГ), що знаходяться не у власності оператора газотранспортної системи, - технічними умовами, що видаються оператором газотранспортної системи.

16. Введення в експлуатацію власником нового або реконструйованого комерційного ВОГ (ПВВГ) проводиться не раніше ніж за 10 робочих днів з дати повідомлення представників оператора суміжних систем або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи про проведення перевірки готовності вводу комерційного ВОГ (ПВВГ) до експлуатації з оформленням двостороннього акта. Повідомлення повинне містити дату, час та місце проведення перевірки готовності вводу комерційного ВОГ (ПВВГ). Введення в експлуатацію комерційного ВОГ (ПВВГ) проводиться у присутності інженерно-

GCV per month is weighted average of GCV of each day and is calculated according to the formula:

$$\tilde{H}_{SM} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \tilde{H}_{SDi} \cdot V_i}{\sum_{i=1}^{n} V_i},$$

Where: $\tilde{H}_{SM}$ - weighted average GCV per month;

$\tilde{H}_{SDi}$ - weighted average GCV for i-day;

$V_i$ - volume of gas per day.

15. Requirements to technical solutions, applied during the construction, reconstruction or major repairs of GCMSs (DMSs), shall be determined:
for GCMSs (DMSs), owned by the TSO – by the TSO;
for GCMSs (DMSs), not owned by the TSO – by specifications, issued by the TSO.

16. Commisioning a new or reconstructed GCMS (DMS) is conducted no later than 10 working days after the representatives of an operator of adjacent systems or other entities, directly connected to the gas transmission system, are notified about the control of the readiness of putting the GCMS (DMS) in operation, about which the bilateral act is drawn up. The notification shall include the date, time and location of the control of readiness of putting the GCMS (DMS) into operation. Commissioning of the GCMS (DMS) shall be performed in the presence of the engineering and technical personnel of the owner of the GCMS (DMS) on the date, indicated in notification.

технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) у дату, вказану в повідомленні.

17. Якщо на дату, вказану у письмовому повідомленні, представник оператора суміжних систем або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, не з'явився для введення комерційного ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію, то власник комерційного ВОГ (ПВВГ) має право скласти акт введення в експлуатацію комерційного ВОГ (ПВВГ) в односторонньому порядку з позначкою в акті, що представник оператора суміжних систем або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, для участі у введенні комерційного ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію не з'явився. Копію одностороннього акта оператор газотранспортної системи надсилає Регулятору.

17.If by the date indicated in the written notification, the representative of the operator of adjacent systems or other entities, directly connected to the gas transmission system, did not turn up to commission the GCMS (DMS), the party – owner of the GCMS (DMS) has a right to unilaterally draw up an act of commissioning of the GCMS (DMS) with a mark in the act that the representative of the operator of the adjacent systems of other entities, directly connected to the gas transmission system, did not show up for participation in the commissioning of the GCMS (DMS). A copy of the unilateral act the operator of the gas transmission system sends to the Regulator.

18. У разі відповідності комерційного ВОГ (ПВВГ) вимогам технічних регламентів та норм, правил і стандартів, що підтверджується уповноваженими на це організаціями, оператор суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, не може відмовити власнику комерційного ВОГ (ПВВГ) у підписанні акта введення ВОГ (ПВВГ) у комерційну експлуатацію.

18.In case of compliance of the GSMS (DMS) with the requirements of technical regulations and norms, rules and standards, which is confirmed by authorized institutions, operator of adjacent system or other entities, directly connected to the gas transmission system, shall not have a right to refuse the owner of the GSMS (DMS) to sign the act of commissioning of the GSMS (DMS).

19. Власник комерційного ВОГ (ПВВГ) забезпечує його безперебійне та надійне функціонування і здійснює невідкладні заходи щодо відновлення працездатності ВОГ (ПВВГ) з наступним інформуванням оператора суміжної системи каналами диспетчерського зв'язку. Капітальний, поточний ремонт, технічне обслуговування ВОГ (ПВВГ), що потребує втручання у роботу вимірювальних систем, здійснюється його власником за письмовим повідомленням оператора суміжної системи без попереднього погодження з ним технічних рішень шляхом складання двостороннього протоколу (акта) про проведення таких робіт.

19.Owner of the GCMS (DMS) shall ensure its continuous and reliable operation and conduct immediate measures for restoration of functionality of the GCMS (DMS) informing the operator of adjacent system via the dispatcher communication channels. Major and current repairs and maintenance of the GCMS (DMS), which require interference in operation of the measurement systems, shall be performed by the owner of such a GCMS (DMS) with written notification of the other party without preliminary approval by another party of technical solutions, by drafting of a protocol (act) on performance of works.

20. Суб'єкт ринку природного газу, на балансі якого перебувають комерційні або дублюючі ВОГ (ПВВГ), забезпечує їх належний технічний стан, своєчасне внесення інформації про ФХП природного газу в обчислювачі/коректори.

20.Entity of the gas market, which keeps commercial or backup duplicate GCMSs (DMSs) on its balance sheet, shall ensure their proper technical conditions and the timely entering of gas PCP to calculators/correctors.

21. На комерційному ВОГ (ПВВГ) вимірювання об'єму газу проводяться з використанням електронних обчислювачів/коректорів об'єму газу. Програмне забезпечення обчислювачів/коректорів та результати вимірювання об'єму газу повинні бути захищені від несанкціонованого втручання.

22. Порядок проведення спільних перевірок комерційних ВОГ (ПВВГ), порядок взаємодії сторін при виникненні позаштатних ситуацій, порядок вирішення спорів з питань визначення кількості транспортованого природного газу та його ФХП визначаються згідно з вимогами цього розділу та правил про безпеку постачання природного газу.

23. Для підвищення надійності вимірювань об'єму природного газу через комерційні ВОГ (ПВВГ) оператор суміжних систем або інші суб'єкти, безпосередньо підключені до газотранспортної системи, мають право встановлювати на комерційному ВОГ (ПВВГ) дублюючі автоматичні обчислювачі/коректори та/або побудувати дублюючий ВОГ (ПВВГ) за межами балансової належності власника комерційного ВОГ (ПВВГ).

24. Установлення дублюючих обчислювачів/коректорів або вузлів обліку газу здійснюється відповідно до погоджених власником комерційного ВОГ (ПВВГ) технічного завдання та робочого проєкту. У проєкті дублюючого ВОГ (ПВВГ) відображаються потоки газу, межі балансової належності, розташування засобів вимірювальної техніки, газоспоживаючого чи газорегулюючого обладнання, їх послідовність, комутаційні з'єднання тощо. Установлення дублюючих обчислювачів/коректорів або вузлів обліку газу не повинно впливати на роботу комерційного ВОГ.

27. Введення дублюючих обчислювачів/коректорів або дублюючих ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію оформлюється двостороннім актом. У разі встановлення дублюючих обчислювачів/коректорів або ВОГ (ПВВГ) Сторонисторони мають рівні права на отримання вихідної інформації та доступ до дублюючих вимірювальних комплексів.

## 3. Порядок перевірок, повірок, експертиз вузлів обліку газу.

21.At a GCMS (DMS), gas metering shall be performed only using electronic calculators/correctors of gas volume. The software of calculators/correctors and measurement results of gas volume shall be protected from unauthorized tampering.

22.The procedure for conducting joint inspections of GCMSs (DMSs), the order of interaction of the parties in the event of emergencies, the dispute resolution procedure for determining the amount of transported natural gas and its physical and chemical properties shall be defined according to the requirements of this Chapter and rules of security of gas supply.

23.To improve reliability of natural gas volume metering at GCMSs (DMSs), the operator of adjacent systems or other entities, directly connected to the gas transmission system, shall have a right to install duplicate (back-up) automatic calculators/correctors at GCMSs (DMSs) and/or build duplicate GCMSs (DMSs) outside the boundaries of balance sheet attribution of the owner of the GCMS (DMS).

24.Backup calculators/correctors or gas metering facilities shall be installed according to the Terms of Reference and the detailed design, agreed by the owner of the GCMS (DMS). The design of a backup GCMS (DMS) shall reflect gas flows, boundaries of balance sheet attribution, location of metering equipment, gas consuming or gas regulating equipment, their sequence, switching connections, etc. Installation of back-up calculators/correctors or gas metering stations shall not affect operations of the GCMS.

27.Putting backup calculators/correctors or back-up GCMSs (DMSs) into operation shall be drawn up by a bilateral act. In case of installing backup calculators/correctors or GCMSs (DMSs), the parties shall have equal rights to receive output information and access to backup measuring facilities.

## 3. Procedure of examination, calibration, expert assessment of gas metering facilities.

1. Суб'єкт, який приймає природний газ у точці виходу чи входу, має право контролювати правильність експлуатації комерційного ВОГ (ПВВГ), здійснювати його контрольний огляд та/або технічну перевірку (калібрування) згідно з річними графіками, погодженим суб'єктом, який передає природний газ.

2. У разі необхідності позачергового контрольного огляду та/або технічної перевірки, повірки (калібрування) комерційного ВОГ (ПВВГ) суб'єкт, який приймає/передає природний газ, письмово доводить це до відома власника комерційного ВОГ (ПВВГ). Перевірка проводиться у присутності інженерно-технічного персоналу власника ВОГ (ПВВГ) не пізніше ніж у 5-денний строк з дня надходження письмового повідомлення.

3. Оператор газотранспортної системи та суб'єкт, який приймає/передає природний газ, мають право здійснювати періодичні та позачергові перевірки комерційного ВОГ (ПВВГ) у присутності інженерно-технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) у робочий час.

4. У випадку виявлення недоліків, що впливають на правильність визначення кількості та якості газу, оператор газотранспортної системи / суб'єкт, який приймає/передає природний газ, роблять записи в журналі та спільно з власником комерційного ВОГ (ПВВГ) складають двосторонній акт.

5. Якщо у погоджені терміни, визначені річними графіками контрольних оглядів та/або технічних перевірок, повірок (калібрування), представник(и) оператора суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, не з'явився(лися) на комерційний ВОГ (ПВВГ) для участі у проведенні перевірки комерційного вузла обліку газу або повірки (калібрування) засобів вимірювальної техніки (далі - ЗВТ), то власник комерційного ВОГ (ПВВГ) може самостійно розпломбувати систему обліку, забезпечити проведення перевірки, повірки (калібрування) та скласти протокол перевірки, повірки (калібрування), в якому зазначити, що

1. The entity accepting gas at the point of entry or exit has the right to check correctness of GCMS (DMS) operation, carry out its visual and/ or technical inspection according to annual schedules approved by the entity which transmits natural gas.

2. If an unscheduled visual and/or technical inspection of the GCMS (DMS) is necessary, the entity collecting or transmitting natural gas shall notify thereof the GCMS (DMS) owner in writing. The inspection shall be carried out in the presence of the GCMS (DMS) owner’s engineering and technical personnel within maximum 5-day term since the receipt of the written notice.

3. The operator of the gas transmission system and the entity collecting or transmitting natural gas have the right to carry out regular and unscheduled inspections of the GCMS (DMS) in the presence of the GCMS (DMS) owner’s engineering and technical personnel during business hours.

4. If defects are detected influencing correctness of the gas amount and quality data, the operator of the gas transmission system/the entity collecting/transmitting natural gas shall make entries in the log and draw up a bilateral protocol with the owner of the GCMS (DMS).

5. If a representative of the operator of adjacent system or other entities, directly connected to the gas transmission system, does not show up at the GCMS (DMS) for participation in the verification of the gas custody metering station or calibration of the MD at the agreed time indicated in the annual visual or technical checks schedules, the owner of the GCMS (DMS) may unilaterally unseal the metering system, provide its verification/calibration and draw up a unilateral verification (calibration) protocol mentioning that no representative of the other party presented for verification (calibration).

представник оператора суміжної системи для проведення перевірки, повірки (калібрування) не з'явився.

6. У випадку позаштатної ситуації (вихід з ладу вимірювального перетворювача, обчислювача, системи живлення та іскрозахисту) власник комерційного ВОГ (ПВВГ) має терміново вжити заходів щодо забезпечення нормальної роботи комерційного ВОГ (ПВВГ), про що повідомляє оператора суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи диспетчерськими каналами зв'язку, та може в односторонньому порядку проводити відновлювальні роботи (калібрування, налагодження, техобслуговування ЗВТ і приладів) з попереднім розпломбуванням системи обліку.

7. Між оператором газотранспортної системи та оператором суміжної системи або іншими суб’єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, погоджується графік періодичної перевірки стану приладів для визначення ФХП природного газу в місцях визначення ФХП.

8. У разі необхідності позачергової перевірки стану визначення ФХП газу оператора суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, письмово доводить це до відома власника комерційного ВОГ (ПВВГ) із зазначенням місця, в якому має бути здійснений контрольний відбір проби газу та часу здійснення цих заходів. Перевірка проводиться у присутності інженерно-технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) не пізніше ніж у 5-денний строк з дня надходження письмового повідомлення.

## 4. Порядок ведення обліку газу у разі тимчасової несправності або виведення комерційного ВОГ (ПВВГ) з експлуатації.

6. In case of emergency (failure of a measuring transducer, calculator, feed-in system or spark protection), the owner of the GCMS (DMS) shall immediately take steps to ensure the normal operation of the GCMS (DMS) and inform thereof the operator of the adjacent system or other entities, directly connected to the gas transportation system via dispatch communication channels and may unilaterally carry out restoration works (calibration, setting-up, maintenance of measuring facilities and devices) with the preliminary unsealing of the metering system.

7. A schedule of regular inspection of conditions of natural gas PCP at places of specification of PCP may be agreed between the TSO and the operator of the adjacent system.

8. In case of need for an unscheduled inspection of conditions of specification of PCP of gas, the operator of adjacent system or other entities, directly connected to the gas transmission system shall inform thereof in writing the owner of the GCMS (DMS) with the indication of a place, where a control sampling of gas shall be carried out, and a time when these measures would be taken. Inspection shall be conducted in the presence of the engineering and technical personnel of the owner of the GCMS (DMS) not later than within 5 days since the day of receipt of a written notice.

## 4. Procedure of gas metering in case of a temporary failure or decommissioning of the GCMS (DMS).

1. Комерційний ВОГ (ПВВГ) може тимчасово бути виведений з експлуатації на період проведення повірки, перевірки, капітального, поточного ремонту, ліквідації аварійних ситуацій або технічного обслуговування.
2. При виведенні з експлуатації комерційних ВОГ (ПВВГ) кількість поданого газу за звітний період визначається за показами дублюючих обчислювачів/коректорів або дублюючих ВОГ (у разі їх введення в експлуатацію), а за їх відсутності - відповідно до пунктів 4 - 6 цієї глави.

3. У разі пошкодження пломби на комерційному ВОГ (ПВВГ) інша сторона має право вимагати визначення кількості газу за поточний місяць на підставі показів дублюючого ВОГ (ПВВГ).
4. Якщо вимірювання не проводились за період не більше 3-х годин, кількість газу визначається на підставі середньогодинних значень за 3 години до виводу з експлуатації та 3 годин після відновлення нормального режиму за умови транспортування газу.
5. Якщо вимірювання не проводились терміном до трьох діб, кількість газу визначається за середньогодинними даними попередніх трьох діб.
6. Якщо вимірювання не проводились терміном більше трьох діб, обсяг газу визначається за даними попередніх трьох аналогічних періодів або технічною угодою.

## 5. Порядок вирішення спірних питань щодо обсягу та ФХП переданого/прийнятого газу.

1. Всі спори (розбіжності), які виникають при здійсненні обліку природного газу, у тому числі визначення добового чи місячного обсягу та ФХП поданого газу, повинні вирішуватись шляхом переговорів.

2. Якщо сторона, що приймає/передає природний газ, не погоджується з визначенням добового чи місячного обсягу та ФХП поданого газу, то вона повинна заявити про це іншій стороні, що приймає/передає природний газ, протягом п'яти днів з дати оформлення акта або іншого

1. GCMS (DMS) may be temporarily decommissioned for the period of performance of a calibration, inspection, major, current repairs, liquidation of emergency situations or maintenance.

2. In case of decommissioning of GCMSs (DMSs), amount of supplied gas as of the accounting period shall be determined by readings of backup calculators/correctors or back-up GCMSs (in the event of their commissioning) and if there are none, according to Article 4-6 of this chapter.
3. In case of damage to a seal at the GCMS (DMS), the other party shall have a right to request specification of the amount of gas as of the current month on the basis of readings of a back-up GCMS (DMS).
4. If measurements were not taken for up to 3 hours, the amount of gas shall be calculated on the basis of average hourly values 3 hours prior to the decommissioning and 3 hours after restoration of a normal regime on condition of gas transmission.
5. If measurements were not taken for up to 72 hours, the amount of gas shall be calculated by the average hourly data in the course of three previous days.
6. If measurements were not taken for more than 72 hours, the amount of gas shall be determined as per the data of three similar previous periods or according to the Technical Agreement.

## 5. Disputes settlement procedure with regard to the quantity and PCP of the delivered/received gas.

1. All the disputes (discrepancies) arising during natural gas metering, including the specification of a daily or monthly quantity and PCP of the supplied gas shall be settled by negotiations.

2. If the party, collecting/transmitting natural gas disagrees with the defined daily or monthly amount and PCP of the delivered gas, then it shall notify the other party collecting/transmitting natural gas within five days

документа, що підтверджує значення обсягу та ФХП поданого (прийнятого) газу.

3. У разі виникнення між сторонами спірних питань щодо результатів вимірювань обсягу природного газу або технічних, у тому числі метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, сторони, що приймає/передає природний газ, мають право вимагати проведення експертної повірки засобів вимірювальної техніки. Якщо результати повірки негативні, оплата за проведення експертної повірки проводиться власником цих приладів, при позитивних результатах повірки - суб'єктом, який вимагав проведення експертної повірки.
4. У разі неможливості досягнення згоди (у тому числі на підставі результатів проведеної експертної повірки) шляхом переговорів пред'явлені спірні питання передаються на розгляд до суду.
5. До врегулювання розбіжностей та прийняття рішення суду обсяг переданого (прийнятого) газу встановлюється відповідно до результатів вимірювань комерційного ВОГ (ПВВГ).

## 6. Порядок обміну даними про виміряні обсяги газу та організація системи збору передачі даних

1. До 5-го числа місяця, наступного за звітним, власник комерційного ВОГ (ПВВГ) надає іншій стороні, яка приймає/передає природний газ, в електронному вигляді інформацію, яка міститься в погодинних роздруківках, у повному обсязі (об'єм та ФХП газу, характер і тривалість аварійних ситуацій та втручань).

2. За домовленістю сторін, які здійснюють приймання-передачу природного газу, оператор газотранспортної системи може надавати інформацію про кількість та обсяг газу у точках входу та точках виходу шляхом її оприлюднення на своєму вебсайті. В іншому разі сторона, яка приймає газ у точці входу або точці виходу, має право на безперервне отримання інформації в електронному вигляді відповідно до

from the drawing up of the protocol or other document confirming the amount and PCP of the delivered (received) gas.

3. If disputes between the parties arise with regard to the results of measurement of a volume of natural gas or technical, including metrological characteristics of measuring facilities, the Parties collecting/transmitting natural gas shall have a right to demand a conduct of expert calibration of the measuring facilities. If the calibration results are negative, the device owner shall pay the cost of the expert calibration, and if the calibration results are positive, the payment shall be effected by the entity which demanded the expert calibration.
4. If coming to an agreement is impossible (including on the basis of the results of the expert calibration) through negotiations, presented contested issues are passed to a court for a deliberation.
5. Until the disputes are settled and a court decision is handed down, the amount of the delivered (received) gas shall be determined in accordance with the measurement results of the GCMS (DMS).

## 6. Procedure for exchanging data on the metered gas volumes and organization of data transfer system.

1. The owner of a CGMS (DMS) shall provide the party delivering/accepting the natural gas, information on electronic format from hourly printings in full (volume and PCP of gas, character and duration of emergencies and intrusions) no later than 5$^{th}$ day of the month following the reporting month.

2. With an agreement from the parties that conduct collection/transmission of natural gas, the operator of the gas transmission system may provide information about the amount and volume of gas at points of entry and exit publishing it on its website. Otherwise, the party receiving gas at the entry or exit point has the right to continuous obtainment of electronic information according to the developed data transfer system design (equipment,

розробленого проєкту системи передачі даних (обладнання, лінії зв'язку), погодженого з власником комерційного вузла обліку. На підставі погодженого проєкту сторона, яка приймає газ, забезпечує придбання, установлення та налагодження системи передачі даних. Інформація надається з персональної електронної обчислювальної машини підрозділу оператора газотранспортної системи, до якої надходить інформація з обчислювачів та коректорів.

communication lines), agreed with the owner of the gas custody metering station. On the basis of the agreed design, the party which receives gas shall procure, install and set up the data transfer system at its own cost. The information shall be delivered from the PC of the TSO, to which the information is transmitted from calculators and correctors.

3. Оператор газотранспортної системи, оператори суміжних систем та інші суб'єкти, що безпосередньо підключені до газотранспортної системи, погоджують періодичність та умови надання доступу до телеметричних даних із систем телеметрії у технічних угодах.

3. TSO, operators of adjacent systems and other entities, directly connected to the gas transmission system, shall agree on regularity and conditions of access to telemetry data from telemetry systems in technical agreements.

4. Якщо певна точка входу або виходу не обладнана системою телеметрії або виникла аварія системи телеметрії, необхідні дані будуть передаватися у спосіб, установлений в цій главі або в технічних угодах.

4. If a certain entry or exit point is not equipped with the telemetry system or an emergency occurred in the telemetry system, the required data shall be transmitted in a way, established in this Chapter of in the technical agreements.

5. При новому приєднанні оператор газотранспортної системи визначає вимоги до встановлення систем телеметрії та доступу до телеметричних даних операторам суміжних систем та іншим суб'єктам, безпосередньо підключеним до газотранспортної системи, при приєднанні до газотранспортної системи у відповідних технічних умовах на нових приєднаннях.

5. In the respective technical specifications for connection, TSO shall upon new connection define the requirements as to the installation of telemetry systems and access to telemetry data, applicable to operators of adjacent systems and other entities, directly connected to the gas transmission system, when connecting to the gas transmission system.

6. У разі якщо оператор газотранспортної системи не є власником або користувачем на комерційного ВОГ (ПВВГ), він має право:

6. TSO has no title to (or a right to use) a GCMS (DMS), it has a right to:

встановити в цьому пункті телеметричні пристрої, які служать для передачі даних вимірювань, при цьому право власності на встановлені телеметричні пристрої буде мати сторона, яка їх встановила;

install telemetric devices at this point in order to transfer the measuring data with the party that installed them having the title to the installed telemetric devices,

отримувати дані вимірювань з установленої інформаційної телеметричної системи.

obtain the measuring data from the established information telemetry system.

7. У разі виникнення аварії системи телеметрії повідомлення про цю аварію іншим сторонам, що користуються телеметричними даними, є обов'язком суб'єкта, який експлуатує телеметричні пристрої. Власник

7. In case of failure of the telemetry system, the party operating the telemetric devices is obliged to report the failure to the parties using the telemetry data. The owner or the user of the facility shall report the failure

або користувач пункту зобов'язаний передати іншій стороні, що користується телеметричними даними, інформацію про виникнення аварії не пізніше наступного робочого дня, якщо інший термін не встановлено в технічній угоді.

## 7. Документальне оформлення приймання-передачі природного газу

1. Порядок приймання-передачі природного газу в точках входу та точках виходу на міждержавному з'єднанні визначається відповідною угодою про взаємодію між оператором газотранспортної системи та оператором суміжної газотранспортної системи.

Замовник послуг транспортування разом з оператором суміжної газотранспортної системи та оператором газотранспортної системи укладають до 5-го числа наступного місяця акти приймання-передачі газу на обсяги, які замовник послуг транспортування отримав або направив у точках входу та точках виходу на міждержавному з'єднанні за цей газовий місяць.

2. Оформлення актів приймання-передачі природного газу між оператором газотранспортної системи та суміжним газовидобувним підприємством, оператором суміжної системи або прямим споживачем здійснюється відповідно до вимог цього розділу, технічної угоди та з урахуванням такого:

1) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та суміжним газовидобувним підприємством оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним. Якщо до мереж суміжного газовидобувного підприємства підключені інші газовидобувні підприємства, суміжне газовидобувне підприємство зобов'язане в акті приймання-передачі природного газу деталізувати загальний обсяг газу по всіх газовидобувних

to the other party using the telemetry data not later than the following business day, unless a different timeframe is established in the technical agreement.

## 7. Documentary execution of natural gas acceptance and delivery.

1. Procedure of acceptance and delivery of natural gas at entry and exit points and at points of the cross-border connection shall be determined by the respective cooperation agreement between the TSO and operator of the adjacent gas transmission system.

Till the 5th date of the following month, the Network User together with the Operator of adjacent gas transmission systems of other countries and the TSO shall sign the acts of acceptance and delivery of gas for the volumes, which the Network User received at at entry and exit points and at points of the cross-border connection as of the given gas month.

2. Documentary execution of technical acts of acceptance and delivery of natural gas between the operator of the gas transmission system and the adjacent gas producer, theoperator of the adjacent system or direct consumer is carried out according to the requirements of this Chapter, technical agreement and taking into account the following :

1) acceptance and delivery of natural gas between the TSO and adjacent gas producer shall be executed in the form of acts of acceptance and delivery, signed by representatives of those parties not later than the 5th date of the month, following the reporting month. If the other gas producers are connected to the networks of adjacent gas producer, such adjacent gas producer must indicate in natural gas acceptance and delivery act the breakdown of total volume of gas for all gas producers, which transmit natural gas to the GTS through its network;

підприємствах, які через його мережі подають газ до газотранспортної системи;

2) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та оператором LNG оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним;

3) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та оператором газосховища оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним;

4) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та оператором газорозподільної системи відбувається в точках комерційного обліку газу на газорозподільних станціях і оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним;

5) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та прямим споживачем відбувається в точках комерційного обліку газу і оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним.

3. Розбіжності у частині обсягу прийнятого/переданого природного газу врегульовуються відповідно до умов цього Кодексу, технічної угоди, а у разі недосягнення згоди - в суді.

4. До винесення остаточного судового рішення обсяг переданого (прийнятого) газу встановлюється відповідно до показань комерційного вузла обліку газу.

2) acceptance and delivery of natural gas between the TSO and LNG facility operator shall be executed out via technical acts of acceptance and delivery, signed by representatives of those parties not later than the 5th date of the month, following the reporting month.

3) acceptance and delivery of natural gas between the TSO and gas storage facility operator shall be executed in the form of technical acts of acceptance and delivery, signed by representatives of those parties not later than the 5th date of the month, following the reporting month.

4) acceptance and delivery of natural gas between the TSO and gas DSO shall be carried out at commercial metering points at gas distribution stations and shall be executed in the form of technical acts of acceptance and delivery, signed by representatives of those parties not later than the 5th date of the month, following the reporting month.

5) acceptance and delivery of natural gas between the TSO and the Consumer, directly connected to the gas transmission system, gas producer shall be carried out at commercial metering points and shall be executed in the form of acts of acceptance and delivery, signed by representatives of those parties not later than the 5th date of the month, following the reporting month.

3. Discrepancies to the extent of received/transmitted gas shall be settled in accordance with the terms and conditions of this Code, technical agreement and if disagreements arise – in court.

4. Pending the handing down of a final court decision, the amount of the transmitted (received) gas shall be established according to the readings of the gas metering devices of the of the commercial natural gas metering unit.

5. Власник комерційного ВОГ (ПВВГ) повинен скласти та надати іншій стороні до 5-го числа місяця, наступного за звітним, місячний паспорт-сертифікат фізико-хімічних характеристик газу, в якому вказуються всі ФХП, що підлягають контролю відповідно до пункту 13 глави 1 цього розділу, у тому числі середньозважене значення вищої теплоти згоряння за місяць (у кВт·год/м $^3$ з розрядністю відображення два знаки після цілої частини).

5. The owner of the GCMS (DMS) shall execute and submit to the other party a monthly passport-certificate of PCP of gas, which include all PCP of gas that are subject to control under Paragraph 13 of Chapter 1 of this Section, as well as weighted average GCV per month (in kWh • hour / cubic meter two fraction digits) before the 5$^{th}$ day of the month following the reporting month.

6. Оформлення актів приймання-передачі природного газу із замовниками послуг транспортування здійснюється відповідно до вимог цього розділу та з урахуванням такого:

6. Documentary execution of acts of acceptance and delivery of natural gas with Network Users is executed according to the requirements of this Chapter and taking into account the following:

1) замовник послуг транспортування в особі постачальника разом з оператором газотранспортної системи та прямим споживачем укладають до 5-го числа наступного місяця акти приймання-передачі природного газу на обсяги, які замовник послуг транспортування направив у точку виходу до такого споживача за цей газовий місяць;

1) Until the 5th day of the next month, the supplier, as the Network User together with the operator of the gas transmission system and direct consumer shall conclude the acts of acceptance and delivery of gas volumes that were sent by the Network User to the exit point to such consumer for the current month;

2) замовники послуг транспортування, які уклали договори купівлі-продажу природного газу у віртуальній торговій точці, оформлюють акти приймання-передачі природного газу (з урахуванням одного примірника, який залишається в оператора газотранспортної системи) та надають їх оператору газотранспортної системи для узгодження обсягу газу, що передається сторонами

2) The Network Users, which concluded natural gas purchase/sales contract in VTP shall sign acts of acceptance and delivery of natural gas (with one original copy to be provided to the TSO) and provide them to the TSO for the purpose of aligning of volume of natural gas, which is transferred between the parties.

7. Оформлення актів приймання-передачі газу замовника послуг транспортування від/до операторів суміжних систем до/від оператора газотранспортної системи здійснюється з урахуванням такого:

7. Documentary execution of gas acceptance and delivery acts of the Network User from/to the operators of adjacent systems to the operator of the gas transmission system.

1) замовник послуг транспортування разом з оператором установки LNG укладають акти приймання-передачі природного газу на обсяги, які замовник послуг транспортування подав на точки входу до оператора газотранспортної системи від установки LNG;

1) The Network User together with LNG facility operator shall conclude the natural gas acceptance and delivery acts for the volumes that were injected by the Network User into the entry points to the TSO from the LNG facility.

2) замовник послуг транспортування разом з оператором газосховищ укладають акти приймання-передачі природного газу на обсяги, які замовник послуг транспортування подав у точки входу/виходу оператора газотранспортної системи від/до газосховища за цей газовий місяць.

8. До 7-го числа наступного місяця:

1) на підставі актів приймання-передачі природного газу, укладених згідно з підпунктом 1 пункту 6 цієї глави, оператор газотранспортної системи разом з замовником послуг транспортування оформлюють та підписують зведений реєстр реалізації газу споживачам на обсяги газу, які такий замовник послуг транспортування подав у точках виходу до прямих споживачів за цей газовий місяць;

2) на підставі актів приймання-передачі природного газу, укладених між оператором газорозподільної системи та споживачами (крім побутових споживачів), згідно з положеннями Кодексу газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року N 2494 (далі - Кодекс газорозподільної системи), оператор газорозподільних систем оформлює та підписує зведений реєстр про фактичний обсяг розподілу природного газу по споживачах за цей газовий місяць у розрізі структурних підрозділів оператора газотранспортної системи та/або структурних підрозділів газовидобувного підприємства, регіонів та категорій споживачів за цей газовий місяць та надає оператору газотранспортної системи примірник підписаного оригіналу такого реєстру.

Інформація, зазначена в цьому пункті, надається згідно з формами оператора газотранспортної системи та розміщується на його вебсайті.

9. До 8-го числа наступного місяця газовидобувне підприємство та суміжне газовидобувне підприємство надають оператору газотранспортної системи звіт про фактичний видобуток природного газу за цей газовий місяць.

2) The Network User together with the gas storage facility operator shall conclude the natural gas acceptance and delivery acts for the volumes that were injected by the Network User to the entry/exit points of the TSO from/to the gas storage facility as of the current gas month.

8. Until the 7th day of the next month:

1) On the basis of acts of acceptance and delivery of natural gas concluded under sub-item 1 of item 6 of this Chapter, the TSO together with the Network User shall draw up and sign a consolidated registry of gas sales to consumers for the gas volumes that were injected by the Network User at exit points to the direct consumers as of the current gas month.

2) On the basis of acts of acceptance and delivery of natural gas concluded between the operator of the gas distribution system and the consumers (except for households) according to the provisions of the Gas Distribution Systems Code, approved by the Resolution of the National Regulatory Commission in Energy and Utilities of Ukraine of 30th of September, 2015 N 2494 (hereignafter – the Gas Distribution System Code), the gas DSO draws up and signs consolidated registry of actual gas distribution to consumers for the current gas month with the breakdown to the structural units of the operator of gas transmission system and/or structural units of gas producers, regions and consumer categories for the current gas month and submits an original signed copy of such registry to the TSO.

Information indicated in this item is provided according to the forms of the TSO and is published on its website.

9. Until the 8th day of the next month, the gas producer and the adjacent gas producer shall provide to the TSO a report on the actual production of natural gas for the current gas month.

10. До 8-го числа наступного місяця надають оператору газотранспортної системи:
1) оператор установки LNG на підставі актів приймання-передачі газу, оформлених згідно з підпунктом 2 пункту 7 цієї глави, - зведені реєстри природного газу щодо обсягів газу, які було подано в точках входу до оператора газотранспортної системи за цей газовий місяць у розрізі замовників послуг транспортування;

2) оператор газосховищ на підставі актів приймання-передачі газу, оформлених згідно з підпунктом 3 пункту 7 цієї глави, - зведені реєстри природного газу щодо обсягів газу, які було подано в точки входу та/або отримано в точках виходу за цей газовий місяць у розрізі замовників послуг транспортування.

Інформація, зазначена в цьому пункті, надається згідно з формами оператора газотранспортної системи та розміщується на його вебсайті.
11. Передача природного газу, поданого до газотранспортної системи між замовниками послуг транспортування, здійснюється у віртуальній торговій точці шляхом подання оператору газотранспортної системи торгових сповіщень відповідно до вимог глави 2 розділу XIV цього Кодексу.

10. Until the 8th day of the following month, the TSO shall be provided with:
1) LNG facility operator, on the basis of gas acceptance and delivery acts concluded in line with sub-item 2 of item 7 of this section, shall provide consolidated registries of natural gas with regard to the gas volumes that have been delivered at entry points to the TSO as of the current gas month in the context of Network Users;

2) The gas storage facility operator, on the basis of gas acceptance and delivery acts concluded in line with sub-item 3 of Article 7 of this section, shall provide consolidated registries of natural gas with regard to the gas volumes that have been delivered to entry points and/or received at exit points as of the current gas month in the context of Network Users;

The information specified in this Article shall be provided according to the forms of the TSO and published on its website.
11. The transfer of natural gas, supplied to the GTS by the Network Users, is performed at VTP by the submission to TSO of the trade notifications in accordance with the requirements of section 2 Chapter XIV of this Code.

## IV. УМОВИ ВЗАЄМОДІЇ З ОПЕРАТОРОМ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ, ПОРЯДОК ПРИСВОЄННЯ EIC-КОДІВ ТА ВИМОГИ ДО ІНФОРМАЦІЙНОЇ ПЛАТФОРМИ

### 1. Умови взаємодії з оператором газотранспортної системи.

1. Взаємовідносини між суміжними операторами газотранспортних систем, регулюються угодою укладеною відповідно до вимог цього

## IV. CONDITIONS OF COOPERATION WITH THE TSO, PROCEDURE OF ASSIGNING EIC-CODES AND REQUIREMENTS FOR THE INFORMATION PLATFORM

### 1. Conditions of cooperation with the TSO.

1. The relations between adjacent TSOs shall be regulated by the agreement concluded in accordance with requirements of this Code and

Кодексу та Регламенту Комісії (ЄС) № 2015/703 від 30 квітня 2015 року, яким запроваджується кодекс мереж щодо правил взаємодії та обміну даними.

Regulation of the Commission (EU) No 2015/703 as of 30 April 2015 that introduces Network Codes related to the rules of cooperation and data exchange.

2. Правовідносини між оператором газотранспортної системи та оператором установки LNG / оператором газосховища / газовидобувним підприємством / оператором газорозподільної системи / прямим споживачем щодо одержання доступу до потужності, надання послуг із транспортування, у тому числі у тому числі вчинення дій з врегулювання добових небалансів у газотранспортній системі, регулюються договором транспортування природного газу, укладеним відповідно до Типового договору транспортування природного газу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року N 2497.

2. Legal relations between the TSO and the LNG facility operator/ gas storage operator/ gas DSO/ direct consumer regarding obtaining capacity access, provision of transmission services, the performance of actions for the settlements of imbalances in the GTS are regulated by an agreement on natural gas transmission drawn up according to the Standard agreement on natural gas transmission, adopted by the Resolution of the Energy and Utilities, the National Regulatory Commission, Ukraine on 30th of September, 2015 N 2497.

Взаємовідносини стосовно визначення ФХП, правил обліку, приймання-передачі природного газу тощо регулюються положеннями цього Кодексу та технічною угодою, укладеною між оператором газотранспортної системи та оператором установки LNG / оператором газосховища / суміжним газовидобувним підприємством / оператором газорозподільної системи / прямим споживачем, яка передбачає:

Relations regarding determination of PCP value, metering procedures, acceptance and delivery of natural gas, etc are regulated on the basis of this Code and technical agreement, concluded between the TSO and the LNG facility operator /gas storage operator / adjacent gas producer / gas DSO / direct consumer, which envisions :

засади обміну інформацією, у тому числі специфікаціями у форматі даних і протоколів, які дають можливість співпраці із системою обміну інформацією оператора газотранспортної системи;

information exchange principles, including specification in data and protocol formats, which make possible a cooperation with the TSO's information exchange system;

установлення граничнодопустимих значень мінімального та максимального тиску газу;

establishment of marginal permissible values of maximal and minimal gas pressure;

порядок визначення кількості природного газу та порядок визначення фізико-хімічних показників природного газу, що подається.

procedure of the natural gas amount establishment and procedure for specifying physical and chemical parameters of the natural gas delivered to the gas transmission system;

порядок обмеження (припинення) транспортування природного газу у випадку не відповідності фізико-хімічним показникам, зазначеним у цьому Кодексі;

порядок перевірки, повірки (у тому числі спільної) комерційних вузлів обліку газу;

порядок надання доступу до телеметричних та вимірювально-розрахункових даних;

порядок отримання вихідної інформації від комерційного (дублюючого) вузла обліку;зобов'язання стосовно передачі прогнозних обсягів закачування та відбору природного газу у терміни і на засадах, визначених у Кодексі (для оператора газосховища);
порядок надання відомостей необхідних для проведення розподілу планових обсягів транспортування замовникам послуг транспортування в точках входу виходу з/до газосховищ;

порядок узгодження графіків та порядок проведення ремонтних робіт і робіт з модернізації, які мають вплив на умови роботи суміжних систем;

порядок дій на випадок виникнення перебоїв у роботі суміжних систем;

порядок повідомлення про аварії та порядок взаємодії сторін у разі їх виникнення;

порядок взаємодії та контактні дані диспетчерських служб оператора газотранспортної системи та оператора газосховищ;

procedure of restriction of (discontinuation of) natural gas transmission in case of non-compliance with physical and chemical parameters, indicated in this Code,

procedure of verification, calibration (including joint verification and calibration) of the gas custody metering stations,

procedure of provision of access to telemetric and measurement and calculation data,

procedure of obtaining the output information from a gas custody (back-up) metering station,

SSO’s obligations to notify of the forecast amounts of natural gas delivery and withdrawal in terms and on principles defined by the Code (for the gas storages operator),

procedure for furnishing the information necessary for the allocation of planned transmission volumes to Network Users at entry and exit points from/to gas storages,

procedure of schedule coordination and procedure of repair and modernization works influencing the operation conditions of adjacent systems,

sequence of actions taken in case of interruption in the operation of adjacent systems,

procedure of notification of emergencies and interaction between the parties in case of their occurrence,

порядок обміну інформацією стосовно запланованих інвестицій, які мають вплив на умови роботи суміжних систем (для операторів суміжних систем);

порядок врегулювання спорів;

перелік комерційних та/або дублюючих вузлів обліку газу, встановлених у фізичних точках входу/виходу до/з газотранспортної системи, які визначаються технічною угодою;

## 2. Порядок присвоєння EIC-кодів суб'єктам ринку природного газу.

1. З метою уніфікації та однозначної ідентифікації суб'єктів ринку природного газу та точок комерційного обліку розміщених на об'єктах газової інфраструктури та для забезпечення спрощення процедур зміни постачальників природного газу та електронного обміну даними між суб'єктами ринку природного газу, на національному рівні використовується система кодування, рекомендована Європейською мережею операторів газотранспортних систем (ENTSOG).
Для кодування використовується «EIC-код».
На ринку природного газу використовуються EIC-коди, що присвоєні відповідно до регламенту «EIC схема для кодування та ідентифікації в енергетиці».
Кожному суб'єкту ринку природного газу та/або точці комерційного обліку може бути присвоєно лише один EIC-код.

Схема ідентифікації вимагає, щоб присвоєні EIC-коди були унікальними та незмінними протягом довгого періоду часу.
2. EIC-коди, видані уповноваженим органом їх видачі за межами України, місцевим видавничим бюро, є дійсними на території України та приймаються оператором газотранспортної системи.

procedure of interaction and contact data of dispatcher services of the TSO and gas storages operator.

information exchange procedure concerning the planned investments influencing the operation conditions of adjacent systems (for operators of adjacent systems),

dispute settlement procedure;
a list of commercial and/or duplicate gas metering units installed at physical entry/exit points to/from the gas transmission system, which are determined by the technical agreement;

## 2. Procedure of assigning EIC-codes to natural gas market entities.

1. For the purposes of unification and unique identification of natural gas market entities and commercial metering points, located at gas infrastructure facilities, and to ensure simplification of replacement procedures for natural gas suppliers and electronic data exchange between natural gas market entities, a system of coding is used at the national level, which is recommended by the European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG).
EIC-code is used for coding.
On the natural gas market, EIC-codes are used, which are assigned in accordance with the procedural regulations "The Energy Identification Coding Scheme EIC".
Only one EIC-code may be assigned to each natural gas market entity and/or commercial metering point.
Identification scheme requires that the assigned EIC-codes be unique and invariable during the long period of time.

2. EIC-codes issued by the authorized issuing body beyond Ukraine by a local publishing bureau shall be valid in the territory of Ukraine and accepted by the TSO.

| 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | **Код ідентифікації суб'єкта ринку природного газу відповідної групи** (в тому числі прямого споживача, оператора газорозподільних систем) або код комерційної точки обліку | | | | | | | | | | |
| | | | **Код групи:**<br>00-00 споживачі оператора газотранспортної системи та точки комерційного обліку оператора газотранспортної системи;<br>01-89 оператори газорозподільних систем, споживачі оператора газорозподільних систем та точки обліку<br>90-90 оператори газосховищ<br>91-91 оператори установки LNG<br>92-92 суб'єкти ринку природного газу, що займаються видобутком (виробництвом) природного газу<br>93-93 суб'єкти ринку природного газу, що займаються оптовою купівлею продажем або постачанням природного газу<br>94-WW інше або резерв | | | | | | | | | | | | | |
| | | **Код типу об'єкту:**<br>X-суб'єкт ринку природного газу,<br>Z- точка комерційного обліку,<br>Y – географічна або економічна зона,<br>W – об'єкти з фізичним місцем розташування,<br>V – Фізичне або логічне місце місцезнаходження. | | | | | | | | | | | | | |
| **Код видавничого бюро:**<br>- Центральне видавниче бюро<br>- Місцеве видавниче бюро | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Символ контрольної суми EIC-коду**, формується як згортка перших 15 позицій коду | | | | | | | | | | | | | | | |

| 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | **Identification code of a natural gas market entity of the respective group** (including a direct consumer, gas DSO) or code of commercial metering point | | | | | | | | | | |
| | | | **Group code:**<br>00-00 consumers of the TSO and commercial metering points of the TSO;<br>01-89 gas DSOs, consumers of gas DSO and metering points<br>90-90 gas storage facility operators<br>91-91 LNG facility operators<br>92-92 natural gas market entities, dealing with extraction (production) of natural gas<br>93-93 natural gas market entities, dealing with wholesale purchase and sale or supply of natural gas<br>94-WW other or reserve | | | | | | | | | | | | |
| | | **Code of a type of facility:**<br>W-natural gas market entity,<br>Z- commercial metering point<br>Y – geographical or economic area,<br>W – objects with a physical location point,<br>V – physical of logical location. | | | | | | | | | | | | | |
| **Code of a publishing bureau:**<br>- Central publishing bureau<br>- Local publishing bureau | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Check sum symbol of EIC-code** is formed as a resultant of the first 15 positions of the code | | | | | | | | | | | | | | | |

3. EIC-код являє собою фіксовану за довжиною послідовність алфавітно-цифрових символів (16 позицій), яка складається з таких атрибутів:

Код видавничого бюро - атрибут унікального коду, що ідентифікує:
центральне видавниче бюро - адміністративна структура, яка входить до складу ENTSOG та відповідає за видачу EIC-кодів компаніям, що здійснюють транскордонне транспортування (продаж) природного газу;

місцеве видавниче бюро - оператор газотранспортної системи, що видає EIC-коди суб'єктам ринку природного газу в Україні (видає національні EIC-коди).

Код типу об'єкта - атрибут, що характеризує тип об'єкта газового ринку:

X - суб'єкт ринку природного газу, який діє як окремий суб'єкт господарювання (оператор газотранспортної системи, оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG, оптовий продавець, оптовий покупець, постачальник, споживач, замовник послуг транспортування, замовник послуг транспортування, розподілу, зберігання (закачування, відбір) природного газу, замовник послуги установки LNG, суб'єкт ринку природного газу, що займається видобутком (виробництвом) природного газу);

Z – точка комерційного обліку, відносно якої визначаються та обліковуються значення об’ємів та обсягів транспортування, надходження, розподілу, передачі та споживання природного газу за певний період.
Y – географічна або економічна зона.
W – об’єкти з фізичним місцем розташування, що має використовуватися для виробництва, споживання або зберігання енергії (генераторні установки, виробничі підрозділи, термінали СПГ, газові сховища та ін.)

3. EIC-code represents a sequence of alphabetic and digital symbols (16 positions), fixed by length, which consists of the following attributes:

Code of a publishing bureau – an attribute of the unique code that identifies:
Central publishing bureau – administrative structure, included into ENTSOG and responsible for the issue of EIC-codes to companies, which exercise trans-border transmission (sale) of natural gas;
Local publishing bureau – TSO that issues EIC-codes to natural gas market entities in a separate country (issues national EIC-codes).

Code of facility type – attribute characterizing gas market facility types:

X – natural gas market entity, which operates as a separate economic entity (TSO, gas DSO, gas storage facility operator, LNG facility operator, wholesale seller, wholesale buyer, supplier, consumer, Network User, distribution, storage (pumping-up, withdrawal) of natural gas, client of the LNG facility service, natural gas market entity dealing with extraction (production) of natural gas);

Z – commercial metering point, in relation to which the values of volumes and scopes of transmission, reception, distribution, transmission and consumption of natural gas are specified and accounted for as of a certain period.
Y – geographical or economical area.
W - objects with a physical location point, which must be used for energy production, consumption and storage (generating sets, production units, LNG terminals, gas storages etc)

V – Фізичне або логічне місце місцезнаходження, де розташовуються або могли б розташовуватися Сторона або IT система Сторони (кінцеві точки, вузли та ін.).

Код групи суб'єктів ринку природного газу - визначений оператором газотранспортної системи класифікатор типів суб'єктів ринку природного газу в Україні:

00-00 Споживачі, що приєднані до газотранспортної системи оператора та точки комерційного обліку оператора газотранспортної системи;

01-89 оператори газорозподільних систем, споживачі, приєднані до газорозподільних систем, та точки комерційного обліку в газорозподільній системі;

90-90 оператори газосховищ;

91-91 оператори установки LNG;

92-92 газовидобувні підприємства;

93-93 суб'єкти ринку газу, що займаються оптовою купівлею продажем або постачанням газу;

94-WW інше або резерв.

Код ідентифікації суб'єкта ринку природного газу відповідної групи - визначений оператором газотранспортної системи або оператором газорозподільної системи алфавітно-цифровий код, що ідентифікує суб'єкта ринку природного газу, у тому числі споживача, що приєднаний до газорозподільної системи або код точки комерційного обліку, яка використовується для визначення об'ємів та обсягів природного газу для складання актів приймання-передачі між суб'єктами ринку природного газу та їх взаєморозрахунків.

Як символи послідовності EIC-коду у позиціях з 01 по 15 включно можуть використовуватися символ "-", цифри від "0" до "9", великі літери латинського алфавіту від "A" до "W".

Символ контрольної суми EIC-коду (позиція 16) призначений для забезпечення контролю цілісності коду та валідації даних. Символ контрольної суми формується згідно з регламентом, рекомендованим

V – physical or logical location, where the Party or IT System of the Party may be located (ent points, gas metering facility etc)

Code of a group of natural gas market entities – classifier of types of natural gas market entities in Ukraine, specified by the TSO:

00-00 consumers connected to the gas transmission system of the operator and commercial metering points of the TSO;

01-89 gas DSOs, consumers, connected to gas distribution systems and commercial metering points in the gas distribution system;

90-90 gas storage facility operators;

91-91 LNG facility operators;

92-92 gas producers;

93-93 gas market entities dealing with wholesale purchase and sale or supply of gas;

94-WW other or reserve.

Identification code of a natural gas market entity of the respective group – alphabetic and digital code, specified by the TSO or gas DSO, which identifies the natural gas market entity, including a consumer, who is connected to the gas distribution system, or a code of a commercial metering point, which is used to specify volumes and scopes of natural gas to execute acts of acceptance and delivery between natural gas market entities and their mutual settlements.

A symbol "-", digits from "0" to "9", capital letters of the Latin alphabet from "A" to "W" may be used as sequence symbols of the EIC-code in positions from 01 to 15 inclusively.

Symbol of a check sum of the EIC-code (position 16) is intended to ensure integrity of the code and data validation. Check sum symbol is formed in accordance with procedural regulations recommended by the ENTSOG:

ENTSOG: "EIC-схема для кодування та ідентифікації в енергетиці". Як символ контрольної суми використовуються цифри від "0" до "9" та великі літери латинського алфавіту від "A" до "Z".

4. Оператор газотранспортної системи відповідає за організацію правильного та коректного розподілу EIC-кодів суб'єктам ринку природного газу України.

За заявою оператора газорозподільної системи оператор газотранспортної системи протягом двох робочих днів з моменту надання заяви відповідно до вимог цієї глави присвоює кожному оператору газорозподільної системи унікальний EIC-код і код групи (позиції з 04 по 05 EIC-кодів).

Оператор газорозподільної системи присвоює EIC-коди всім споживачам, що приєднані до газорозподільної системи відповідного оператора та відповідних EIC-кодів їх точок комерційного обліку (за необхідності). Оператор газорозподільної системи після присвоєння EIC-кодів споживачам, що приєднані до газорозподільної системи відповідного оператора та відповідних EIC-кодів їх точок комерційного обліку (за необхідності), передає їх оператору газотранспортної системи протягом 5 робочих днів з моменту присвоєння за формою оператора газотранспортної системи в електронному вигляді з використанням електронного цифрового підпису уповноваженої особи.

Оператор газотранспортної системи присвоює EIC-код оператору газосховища, оператору установки LNG, а також кожному споживачу, що приєднаний безпосередньо до газотранспортної системи, та EIC-коди їх відповідним точкам комерційного обліку, про що інформує зазначених суб'єктів ринку природного газу.

Оператор газотранспортної системи:

за заявою суб'єкта ринку природного газу, що займається видобутком (виробництвом) газу, присвоює суб'єкту унікальний EIC-код та EIC-коди відповідних точок комерційного обліку;

"The Energy Identification Coding Scheme EIC". Digits from "0" to "9" and capital letters of the Latin alphabet from "A" to "Z" are used as a check sum symbol.

4. TSO shall be responsible for organization of a correct and accurate distribution of EIC-codes to natural gas market entities of Ukraine.

Pursuant to an application of the gas DSO, TSO shall assign a unique EIC-code and group code (positions from 04 to 07 of EIC-codes) within two business days since the moment of submission of an application in compliance with the requirements of this chapter.

Gas DSO shall assign EIC-codes to all consumers, connected to the gas distribution system of the respective operator, and the respective EIC-codes of their commercial metering points (if needed). After assigning EIC-codes to consumers, connected to the gas distribution system of the respective operator, and the respective EIC-codes of their commercial metering points (if needed), gas DSO shall transfer them to the TSO within 5 working days since the moment of their assigning as per a form of the TSO in electronic form with electronic digital signature of the authorized person.

TSO shall assign an EIC-code to a gas storage facility operator, LNG facility operator, as well as to each consumer, connected directly to the gas transmission system, and EIC-codes to their respective commercial metering points, of which it shall notify the foregoing natural gas market entities.

TSO:

pursuant to an application of a natural gas market entity that deals with the extraction (production) of gas, shall assign a unique EIC-code to the entity and EIC-codes of the respective commercial metering points;

за заявою суб'єкта ринку природного газу, що займається оптовою купівлею-продажем або постачанням газу, присвоює суб'єкту унікальний EIC-код.

Оператор газотранспортної системи протягом 2-х робочих днів з моменту отримання заяви від суб'єкта ринку природного газу за умови дотримання положень цього розділу присвоює суб'єкту EIC-код.
5. Суб'єкт ринку природного газу самостійно визначає коло осіб (інших суб'єктів ринку природного газу), яким доступні дані EIC-коду та інша супутня інформація, що може бути використана у договірних відносинах на ринку природного газу.
6. Оператор газотранспортної системи має право відхилити заяву на присвоєння EIC-коду суб'єкту ринку природного газу у разі недостовірності і невідповідності поданих даних заявником до форми, встановленої місцевим видавничим бюро.
7.Присвоєння EIC-коду здійснюється на безоплатній основі.

8. З метою виконання угод про взаємодію на точках входу та/або виходу на міждержавному з'єднанні оператор газотранспортної системи за зверненням замовника послуг транспортування присвоює такому замовнику послуг транспортування окремий код ідентифікації - шипер-код. Присвоєння такого коду ідентифікації - шипер-коду здійснюється на безоплатній основі в порядку присвоєння EIC-кодів, визначеному цією главою.

## 3. Технічні вимоги до інформаційної платформи оператора газотранспортної системи

1. Для забезпечення електронної взаємодії та документообігу між суб'єктами ринку природного газу, у тому числі для організації замовлення та супроводження послуг транспортування природного газу в умовах добового балансування газотранспортної системи, а також між суб'єктами ринку природного газу та операторами торгових платформ

shall assign a unique EIC-code to the entity pursuant to an application of a natural gas market entity that deals with the wholesale purchase and sale or supply of gas.

TSO shall within 2 days since the moment of receipt of the application from the natural gas market entity assign an EIC-code to the entity on condition of compliance with provision of this section.
5. Natural gas market entity shall independently specify a range of persons (other natural gas market entities), to whom EIC-code related data are available, and other accompanying information, which may be used in contractual relations on the natural gas market.
6. TSO may reject an application for an EIC-code from the market entiry in case of unreliability and inconsistency of the data submitted by the applicant to the form, established by the local publishing bureau.

7.EIC-code shall be assigned free of charge.

8. In order to execute Interconnection agreements at cross-border entry and/or exit points, the gas transmission system operator, at the request of the transmission service network user, shall assign to such network user a separate identification code - a shipper-code. The assignment of such identification code - the shipper-code shall be carried out free of charge in the order for assignment of EIC-codes defined by this Chapter.

## 3. TSO information platform technical requirements.

1. In order to ensure electronic cooperation and workflow between natural gas market participants, including order and maintenance organization of natural gas transportation services in the conditions of the gas transportation system's daily balancing, the TSO is obliged to create and maintain the functioning of the information platform.

оператор газотранспортної системи зобов'язаний створити та підтримувати функціонування інформаційної платформи.

Інформаційна платформа складається з апаратного та програмного забезпечення.

Програмне забезпечення інформаційної платформи має відповідати вимогам чинних нормативно-правових актів та нормативних документів щодо системи технічного та програмного захисту інформації.

Цілісність, доступність, конфіденційність та захист від несанкціонованого доступу до інформації реалізуються на інформаційній платформі відповідно до вимог законодавства України та цього Кодексу.

2. Інформаційна платформа має бути доступною всім суб'єктам ринку природного газу та операторам торгових платформ у межах їх прав, визначених цим Кодексом, для забезпечення ними дій, пов'язаних із укладанням угод за короткостроковими стандартизованими продуктами, замовленням, наданням та супроводженням послуг транспортування природного газу, у тому числі для подання номінацій/реномінацій, перевірки величин грошових внесків (фінансової гарантії), а також інших дій, передбачених цим Кодексом.

Для вчинення вищезазначених дій вебдодаток інформаційної платформи має бути доступним у мережі Інтернет цілодобово, сім днів на тиждень.

Суб'єкти ринку природного газу, які уклали (переуклали) з оператором газотранспортної системи договір транспортування, набувають права доступу до інформаційної платформи та статусу користувача платформи з моменту укладення (переукладення) договору. Оператор газотранспортної системи присвоює кожному такому суб'єкту ринку природного газу код користувача платформи та створює на

The information platform consists of hardware and software.

The information platform software must conform to the current normative legal acts and normative documents requirements concerning the system of technical and software information protection.

Integrity, accessibility, confidentiality and unauthorized access protection of the information are implemented on an information platform in accordance with the requirements of Ukrainian legislation and this Code.

2. The information platform has to be accessible to all entities of the natural gas market within the limits of their authorities as defined by this Code in order to provide them with actions related to the ordering, provision and maintenance of natural gas transportation services, including nominations / renominations, financial contributions (financial guarantees) amount checks, as well as other actions provided by this Code.

For the above-mentioned actions, the information platform’s web application must be available on the Internet 24 hours a day, seven days a week.

Natural gas market entities who have entered (re-entered) into a contract with the TSO acquire the rights of access to the information platform and platform user status from the moment of entering (re-entering) into a contract. The TSO assigns to each such entity the platform user code and creates the user interface on the information platform in accordance with his status of a natural gas market entity (supplier, gas distribution system

інформаційній платформі інтерфейс такого користувача відповідно до його статусу суб'єкта ринку природного газу (постачальник, оператор газорозподільної системи, оптовий продавець/покупець, оператор газосховищ тощо), про що має повідомити останнього. При цьому додатком до договору визначаються уповноважені особи суб'єкта ринку природного газу (користувача платформи), які будуть мати право доступу до інформаційної платформи від імені користувача платформи (зазначаються їхні адреси електронної пошти та контактні дані), для їх електронної реєстрації, що оформлюється у вигляді повідомлення на створення облікового запису уповноважених осіб користувача платформи за формою, наведеною в додатку 1 до цього Кодексу, до якого додаються у письмовій формі довіреності користувача платформи на кожну уповноважену особу.

Інформаційна платформа має бути доступною для інших користувачів виключно для перегляду публічної інформації без права вчинення інших дій. Користувачам, які мають повноваження на вчинення певних дій, передбачених цим Кодексом, право доступу надається після реєстрації оператором газотранспортної системи заяви про набуття статусу користувача системи за процедурою, визначеною оператором газотранспортної системи на власному вебсайті, та електронної реєстрації уповноважених осіб користувача платформи за поданням оператору газотранспортної системи повідомлення на створення облікового запису уповноважених осіб користувача платформи за формою, наведеною у додатку 1 до цього Кодексу, до якого мають бути додані у письмовій формі довіреності користувача платформи на кожну уповноважену особу.

Оператор газотранспортної системи забезпечує допомогу учасникам ринку природного газу в роботі з інформаційною платформою. Контактна інформація та години роботи служби підтримки інформаційної платформи оприлюднюються на вебсайті оператора газотранспортної системи.

operator, wholesaler / buyer, SSO etc.), and has to inform the latter. Herewith, by the annex to the contract, will be determined the authorized representatives of the natural gas market entity (platform user) who will have the right to access the information platform on behalf of the platform user (their e-mail addresses and contact details) for their electronic registration, which will be issued in the form application for creating a platform user account (no more than three) in the form provided in appendix 1 to this Code, to which the written authorization of the platform user is appended to each Authorized Representative.

The information platform should be accessible to other users exclusively for viewing public information without the right to commit other actions. Users who have the authority to perform certain actions provided for in this Code shall have access rights granted after the registration by the TSO of the application for the acquisition of the system user status, in accordance with the procedure determined by the TSO on its own web site and the electronic registration of the authorized platform users at the submission statement to the TSO to create an account of authorized platform users in the form provided in the application 1 of this Code, to which should be added a written authorization for each platform user authorized person.

The TSO provides assistance to the participants of the natural gas market in the information platform usage. Contact information and operating hours of the information platform support service are published on the TSO website.

3. Обмін даними між уповноваженими особами користувачів інформаційної платформи та інформаційною платформою (оператором газотранспортної системи) відбувається через електронну пошту та інтерфейс користувача інформаційної платформи вебдодатка. У разі якщо електронна пошта недоступна, уповноважена особа користувача платформи повинна повідомити про це оператора газотранспортної системи.

З метою контролю цілісності і достовірності інформації, яка передається в електронному вигляді, а також підтвердження її авторства під час обміну інформацією оператор газотранспортної системи забезпечує використання електронного цифрового підпису.

Усі операції, що здійснюються через інформаційну платформу, зберігаються з інформацією щодо відповідного користувача інформаційної платформи та часу здійснення операції.

Уся інформація щодо часових рамок, зазначена в цьому Кодексі (зокрема кінцеві строки подання номінацій/реномінацій, прогнозування тощо), приводиться у відповідність до системного часу інформаційної платформи. Інтерфейс користувача має працювати за системним часом інформаційної платформи.

Уповноважена особа користувача інформаційної платформи виконує операції з конфігурації його облікового запису в інтерфейсі користувача

4. Кожний користувач інформаційної платформи зобов'язується дотримуватися правил конфіденційності щодо доступу до платформи та інтерфейсу користувача, зокрема користувач зобов'язується переконатися, що уповноважена ним особа, яка здійснює від імені користувача дії на інформаційній платформі:

зберігає свій особистий закритий ключ у таємниці і таким чином, щоб ніхто інший не міг отримати доступ до ключа;

3. The data exchange between the authorized information platform users and the information platform (the TSO) is provided via e-mail and the information platform user interface of the web-application. If the e-mail is not available, the authorized person of the platform user must notify the TSO.

In order to control the integrity and reliability of information transmitted electronically, as well as to confirm its authorship during the information exchange, the TSO provides the electronic digital signature use.

All operations carried out through an information platform are stored with information about the information platform user and the transaction time.

All information on the timeframes specified in this Code (including the deadlines for submitting nominations / renominations, forecasting, etc.) is brought into line with the system time of the information platform. The user interface should work at the information platform system time.

An authorized representative of the information platform user performs operations to configure his account in the user interface.

4. Each user of the information platform undertakes to comply with the confidentiality rules regarding platform and the user interface access, in particular, the user undertakes to make sure that the person authorized by him who acts on behalf of the information platform user:

keeps its private secret key in secret and in such a way that nobody else can access the key;

uses its personal secret key and electronic registration solely in the interests

використовує свій особистий закритий ключ і електронну реєстрацію виключно в інтересах користувача та відповідно до правил користування інформаційною платформою, які відповідають вимогам Кодексу ГТС;
інформує оператора газотранспортної системи про доступ сторонніх осіб до інформації про її особистий закритий ключ та її розголошення (у зв'язку з чим оператор газотранспортної системи за зверненням користувача платформи блокує особистий ключ до подальшої його зміни).
Усі прямі та/або непрямі збитки, пов'язані з доступом до інформації про особистий ключ сторонніх осіб та її розголошенням та завдані з моменту отримання доступу сторонніх осіб до інформації про особистий ключ та її розголошення і до моменту інформування про це оператора газотранспортної системи, покладаються виключно на користувача платформи, з вини якого відбувся доступ до інформації сторонніх осіб.
У разі зміни даних уповноважених осіб користувача користувач інформаційної платформи направляє оператору газотранспортної системи нове повідомлення із загальним переліком уповноважених осіб.
5. Оператор газотранспортної системи виконує функції адміністратора інформаційної платформи та оприлюднює на своєму вебсайті:
інструкцію з користування інформаційною платформою, а також витяги з нормативно-правових актів, пов'язаних із користуванням інформаційною платформою;
контактні дані (прізвище, ім'я, по батькові, номери факсів та телефонів, електронні адреси) працівників оператора газотранспортної системи, які є відповідальними за працездатність інформаційної платформи та взаємодію з учасниками ринку природного газу, контактну інформацію та графік роботи служби підтримки інформаційної платформи;
інформацію про центри сертифікації ключів, необхідних користувачам інформаційної платформи для забезпечення ними електронного цифрового підпису (ЕЦП) у випадках, передбачених цим Кодексом;
іншу інформацію, передбачену цим Кодексом.

of the user and in accordance with the rules of the information platform use, which comply with the requirements of the GTS Code;
informs the TSO about the access of third parties to the information about his personal secret key and its disclosure (due to this, the TSO, at the user's request, blocks the personal key to its subsequent change).

All direct and / or indirect losses related to third-party access and disclosure of personal key information, caused from the moment of its disclosure, are solely relied upon the platform user, due to which the third-party information access took place.

In case of user’s authorized person data changes, the information platform user must send to the TSO a new message with the total list of authorized persons.

5. The TSO acts as the information platform administrator and publishes on its website:
information platform manual, as well as excerpts from normative legal acts, related to information system access and use;

TSO’s employees contact details (name, first name, patronymic, fax and telephone numbers, e-mail addresses) responsible for the information platform operating and interaction with the natural gas market participants, information platform support service’s contact information and timetable;
information about the keys certification centers necessary for the information platform users to provide them with an electronic digital signature (EDS) in cases provided by this Code;
other information provided by this Code.

6. З метою забезпечення комунікації між замовниками послуг транспортування, у тому числі для їх самоорганізації з метою врегулювання власних небалансів протягом газової доби (D), оператор газотранспортної системи повинен створити та підтримувати на інформаційній платформі дошку оповідомлень.
Дошка повідомлень є інструментом для публікації (оприлюднення) замовниками послуг транспортування повідомлень про наміри відчуження (продажу) чи набуття (купівлі) певних обсягів природного газу та/або права користування розподіленою (договірною) потужністю.
Розміщення повідомлень здійснюється без додаткових витрат.
Дошка повідомлень не має бути пов'язана з функціональними можливостями інформаційної платформи (за винятком ідентифікації замовників послуг транспортування), тому:
1) повідомлення про намір відчужити (продати) або набути (купити) певні обсяги природного газу та/або будь-які інші повідомлення, оприлюднені замовниками послуг транспортування на дошці повідомлень, не перевіряються оператором газотранспортної системи;
2) замовник послуг транспортування, від імені якого його уповноваженою особою було здійснено розміщення інформації на дошці повідомлень, відповідає за зміст та достовірність такої інформації;

3) за допомогою дошки повідомлень не проводяться операції через жоден модуль інформаційної платформи.

Оператор газотранспортної системи не відповідає за будь-які прямі або непрямі втрати чи збитки, понесені будь-яким замовником послуг транспортування у зв'язку з роботою дошки повідомлень або у зв'язку з використанням, або неможливістю використання, або за результатами використання дошки повідомлень, та не відповідає за будь-які вебсайти та матеріали, розміщені на дошці повідомлень.

6. To ensure communication between Network Users, including for their self-organization to settle own imbalances during gas day (D), TSO has to create and support the bulletin board on the information platform.

Bulletin board is an instrument for the publishing of notifications by the Network Users about the intents to dispose (selling) or receiving (buying) of certain natural gas volumes and or the right to use allocated (contracted) capacity.
Placement of messages is carried out without additional expenses.
Bulletin board must not be connected to the functionalities of the information platform (except for the identification of Network Users), so:

1) notifications about the intents to disposing (selling) or receiving (buying) of certain natural gas volumes and/or any other notifications published by Network Users on the bulletin board, are not verified by TSO;

2) Network User, on behalf of which the information was published on the bulletin board by its authorized representative, is responsible for the reliability of such information;
3) operations through any of the information platform modules are not performed at the bulletin board.

TSO is not responsible for any direct or indirect losses or damage, incurred by Network User by the using or operation of the bulletin board or by the impossibility of use, or as a result of use of the bulletin board, and TSO is not responsible fo any websites or an information, published on the bulletin board.

To ensure actual delivery-acceptance of gas between Network Users

Для забезпечення фактичного приймання-передачі природного газу між замовниками послуг транспортування (балансовими портфоліо), які розмістили інформацію на дошці повідомлень, замовники послуг транспортування мають подати оператору газотранспортної системи відповідні торгові сповіщення у порядку, визначеному в главі 2 розділу XIV цього Кодексу.

## 4. Вимоги до наповнення інформаційної платформи поточними та статистичними даними

1. Інформаційна платформа має містити такі дані, зокрема:

1) перелік точок входу/виходу до/із газотранспортної системи;
2) інформацію про всіх суб'єктів ринку природного газу, включаючи споживачів, яким в установленому порядку присвоєні EIC-коди;

3) інформацію про постачальника "останньої надії";

4) інформацію про постачальників із спеціальними обов'язками;

5) інформацію про Реєстри споживачів постачальників.
2. Інформація про споживачів в інформаційній платформі має містити щонайменше:

1) EIC-код споживача та за наявності EIC-коди його точок обліку;

2) EIC-код фізичної точки виходу з газотранспортної системи;

3) дані закріплених за споживачем діючих постачальників та визначені ними періоди постачання;

(balancing portfolios), which published information on the bulletin board, Network Users must submit to TSO relevant trade notifications in accordance with the procedure, defined in section 2 Chapter XIV of this Code.

## 4. Requirements for filling the information platform with current and statistical data

1. The information platform should contain such information, in particular:
1.) list of entry / exit points to / from the gas transportation system;
2.) information about all subjects of the natural gas market, including consumers, who have been assigned EIC-codes in accordance with the established order;
3) information about the supplier of "last hope";

4.)information about suppliers with public service obligations;

5.) information about Registries of Supplier’s consumers.

2. Information about consumers in the information platform should contain at least:

1. Consumer EIC-code, and its metering points EIC-codes (if available);

2. EIC-code of physical exit point from transmission system;

3. data of suppliers assigned to the consumer and the specified periods of supply defined by them;

4. data of changes of suppliers since the beginnig of the information platform operation;

4) дані щодо зміни постачальників із початку функціонування інформаційної платформи;

5) інформацію про прогнози споживання природного газу на кожну газову добу (D) для споживачів, по яких відбір/споживання не вимірюється щодобово;

6) інформацію про попередні обсяги споживання кожної газової доби (D);

7) інформацію про фактичне добове споживання;

8) інформацію про фактичне споживання кожного газового місяця (M);

9) дані періодів відсутності у споживача закріпленого постачальника (за їх наявності) з початку функціонування інформаційної платформи;

10) дані періодів обмеження (припинення) газопостачання споживачу (якщо такі дані вносились по споживачу) з початку функціонування інформаційної платформи;

11) період вимірювання (відбір/споживання, що вимірюється щодобово, або відбір/споживання, що не вимірюється щодобово);

12) належність споживача до категорії споживачів, постачання яким може здійснюватися в рамках спеціальних обов'язків, які в установленому порядку покладені рішенням Кабінету Міністрів України на підставі статті 11 Закону України "Про ринок природного газу";

13) належність споживача до категорії побутових;

5. information on gas consumption forecasts for each gas day (D) for the NDM consumers;

6. information on preliminary volumes of gas consumption for each gas day (D)

7. information on the actual consumption of each gas day (D);

8. information on the actual consumption of each gas month (M);

9. data of periods of the consumer’s absence of the established supplier (if any) since the beginning of the information platform operation;

10. data of restriction (termination) periods of consumer gas supply (if such data was entered by the consumer) since the beginning of the information platform operation.

11. measuring period (withdrwal/consumption NDM or DM)

12. belonging of the consumer to the category, supply of which can be performed in scope of public service obligations, set by the Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine on the basis of Article 11 of Ukrainian Law “On natural gas market”;
13. belonging of a consumer to the category of household;
14. information on the periods of supply of natural gas to a consumer by a supplier of "last resort"

15. the term of informing the consumer about the termination of gas supply in accordance with valid regulations (no less than three days before

14) інформацію про періоди постачання природного газу споживачу постачальником "останньої надії";

termination for consumers and no less than five days for metallurgy and chemical industries facilities)

15) строк надання повідомлення споживачу про припинення газопостачання відповідно до чинного законодавства (не менше ніж за три доби до дати, на яку воно заплановано, для споживачів та не менше ніж за п'ять діб для підприємств металургійної та хімічної промисловості).

3. Порядок формування Реєстру споживачів постачальника та процедура зміни постачальника на інформаційній платформі визначаються у главі 5 цього розділу.

3. The procedure of formation of the Registry of Supplier's consumers and as well as the procedure for supplier changing on the information platform are specified in Chapter 5 of this Section.

4. Оператор газотранспортної системи повинен вносити до інформаційної платформи актуалізовану інформацію щодо всіх точок входу/виходу до/із газотранспортної системи та інформацію про всіх суб'єктів ринку, з якими оператор газотранспортної системи уклав договір транспортування, у тому числі по прямих споживачах.

4. The TSO must submit to the information platform updated information on all entry / exit points to / from the gas transportation system and all market entities information with which the TSO has entered into a transportation contract, including direct consumers.

5. Оператори газорозподільних систем відповідно до вимог цього Кодексу та за формами оператора газотранспортної системи, погодженими з Регулятором, повинні вносити до інформаційної платформи інформацію, зокрема:

6. DSOs in accordance with the requirements of this Code and in the forms provided by the TSO, approved by and the Regulator must submit information to the information platform, in particular:

визначену підпунктами 1, 2, 5 – 8, 12, 13 пункту 2 цієї глави, по всіх споживачах, підключених до газорозподільної системи;

specified in clauses 1, 2, 5 – 8, 12, 13 of paragraph 2 of this section, for all consumers connected to the gas distribution system;

дані щодо операторів газорозподільних систем (за їх наявності), яким природний газ передається з газорозподільної системи, з визначенням місць підключення таких операторів;

data on the DSOs (if any), to which natural gas is transferred from the gas distribution system, with the information on places of such operators connections mentioned;

дані щодо газовидобувних підприємств (за їх наявності), промислові газопроводи яких безпосередньо підключені до газорозподільної системи.

data on gas producing companies (if any), which industrial gas pipelines are directly connected to the gas distribution system.

6. Суміжні газовидобувні підприємства, а також газовидобувні підприємства, безпосередньо підключені до газорозподільних систем, відповідно до вимог цього Кодексу та за формами, погодженими оператором газотранспортної системи з Регулятором, зобов'язані вносити до інформаційної платформи інформацію щодо газовидобувних підприємств (за їх наявності), видобутий/вироблений природний газ яких передається до газотранспортної системи через суміжне газовидобувне підприємство та/або до газорозподільної системи через газовидобувне підприємство, безпосередньо підключене до газорозподільної системи.

7. Постачальники відповідно до вимог цього Кодексу повинні вносити до інформаційної платформи інформацію щодо:

власних споживачів та періодів постачання їм природного газу;

номінацій/реномінацій.

8. Оператор газотранспортної системи відповідно до вимог глави 3 цього розділу надає замовникам послуг транспортування доступ до інформаційної платформи для внесення ними інформації, передбаченої цим Кодексом.

9. У випадку приєднання нового споживача до газорозподільної або газотранспортної системи їх оператори мають внести до інформаційної платформи дані про такого споживача не пізніше ніж через три дні після присвоєння йому та/або його точці комерційного обліку персоніфікованого EIC-коду.

## 5. Формування Реєстру споживачів постачальника

1. 1. Постачання природного газу споживачу здійснюється на підставі договору постачання природного газу між постачальником та споживачем, який укладається відповідно до Правил постачання природного газу, затверджених постановою Національної комісії, що

6. Adjacent gas producing companies and directly connected to gas distribution systems gas producing companies, in accordance with the requirements of this Code and in the forms provided by the TSO and approved by the Regulator, are obliged to submit information to the information platform on gas producing companies (if any), which extracted/produced gas is transmitted to the gas transmission system through an adjacent gas producing company and / or gas distribution system through a gas producing company, directly connected to the gas distributing system.

7. Suppliers, in accordance with the requirements of this Code, must provide the information platform with the information regarding to:

own consumers and their gas supply periods;

nominations / renominations.

8. The TSO, in accordance with the requirements of Chapter 3 of this section, provides Network Users with access to an information platform for the provision of information provided in this Code.

9. In case of the new consumer connection to a gas distribution or gas transmissionsystem, their operators shall submit information about such consumer to the information platform not later than three days after the assignment to him and / or his commercial accounting point the personalized EIC-code.

## 5. Formation of the Supplier's Consumer Registry

1. The supply of natural gas to a consumer is carried out on the basis of a natural gas supply contract between a supplier and a consumer, concluded in accordance with the Rules of natural gas supply approved by the National Commission for State Regulation of Energy and Utilities of September 30,

здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2496 (далі - Правила постачання природного газу), та за умови включення споживача до Реєстру споживачів постачальника в інформаційній платформі у відповідному розрахунковому періоді. Постачальник, крім постачальника «останньої надії», не має права реєструвати споживача у власному Реєстрі споживачів постачальника в розрахунковому періоді, не погодженому зі споживачем.

2. З моменту реєстрації споживача за постачальником в інформаційній платформі постачальник набуває статусу діючого постачальника для такого споживача (крім майбутніх періодів постачання, які заброньовані за іншими постачальниками в інформаційній платформі, постачання природного газу постачальником «останньої надії» та випадків, передбачених пунктом 6 цієї глави) та вважається, що з цього моменту зазначений постачальник забронював за собою цього споживача на наступні розрахункові періоди та є відповідальним за обсяги споживання природного газу цим споживачем. Реєстрація споживача в Реєстрі споживачів постачальником «останньої надії» здійснюється на період, що не може перевищувати граничний строк постачання, визначений Законом України «Про ринок природного газу» та Правилами постачання природного газу.

Реєстрація постачальником, крім постачальника «останньої надії», побутового споживача здійснюється на безстроковий період.

З моменту реєстрації на інформаційній платформі угоди про алокацію постачальники, які є її сторонами, набувають статусу діючих постачальників для такого споживача (у межах часток, визначених алокаційним алгоритмом) на строк, що відповідає періоду постачання, визначеному угодою про алокацію.

2015 № 2496 (hereinafter - Rules for the supply of natural gas), and subject to the inclusion of a consumer in the Register of consumers of a supplier in the information platform in the relevant settlement period. A supplier, except for a supplier of last resort, has no right to register a consumer in the supplier's own Register of consumers in the settlement period not agreed with a consumer.

2. From the moment of registration of consumer with the supplier in the information platform, the supplier acquires the status of a current supplier for such consumer (except for future supply periods reserved for other suppliers in the information platform, natural gas supply by the supplier of last resort and cases provided for in point 6 of this Chapter) and it is considered that from that moment the specified supplier has reserved this consumer for the following settlement periods and is responsible for the volumes of natural gas consumption by this consumer. The registration of the consumer in the Register of consumers by the supplier of last resort is carried out for the period which cannot exceed the deadline of supply defined by the Law of Ukraine "On the natural gas market" and Rules of natural gas supply.

Registration of a consumer by a supplier, except for a supplier of “last resort”, shall be carried out for an indefinite period.

From the moment of registration on the information platform of the allocation agreement, suppliers that are its parties shall receive a status of active suppliers for such consumer (within the limits determined by the allocation algorithm) for the period corresponding to the supply period specified by the allocation agreement.

Постачальник, за винятком постачальника зі спеціальними обов'язками, має право визначити по споживачу, крім побутового, в інформаційній платформі кінцеву дату постачання природного газу такому споживачу (з якої споживач буде виключений з Реєстру споживачів такого постачальника) та/або визначити періоди постачання природного газу такому споживачу. При цьому у випадку постачання природного газу постачальником «останньої надії» кінцева дата постачання визначається автоматично інформаційною платформою оператора газотранспортної системи відповідно до граничного строку постачання, визначеного Законом України «Про ринок природного газу» та Правилами постачання природного газу. Кінцева дата постачання природного газу не може бути визначена постачальником (у випадку постачання природного газу постачальником «останньої надії» автоматично на інформаційній платформі оператора газотранспортної системи) раніше ніж через три дні (п'ять днів по споживачах, які належать до підприємств металургійної та хімічної промисловості) після дати внесення відповідної інформації.

Інформаційна платформа повинна відображати по споживачу заброньовані постачальником (постачальниками) періоди постачання природного газу і дозволяти постачальнику реєструвати на інформаційній платформі період постачання природного газу відповідно до укладених зі споживачем договорів (додаткових угод), у тому числі без зазначення кінцевої дати.

Постачальник, який у забронюваному за ним періоді постачання природного газу виходить із ініціативою відмовитись на інформаційній платформі від споживача (виключити споживача із Реєстру постачальника) або скоротити період постачання йому природного газу, має право це зробити, але за умови, що дата виключення споживача із

A supplier, except for supplier with special obligations, has the right to determine for a consumer, except for household, in the information platform, the final date of natural gas supply to such consumer (starting from which a consumer will be excluded from the Register of consumers of such supplier) and/or to determine natural gas supply periods for such consumer. In case of natural gas supply by the supplier of last resort, the final date of supply is determined automatically by the information platform of the gas transmission system operator in accordance with the supply deadline set by the Law of Ukraine "On the Natural Gas Market" and Rules of natural gas supply. The final date of natural gas supply cannot be determined by a supplier (in case of natural gas supply by the supplier of last resort automatically on the information platform of the gas transmission system operator) earlier than three days (five days for consumers belonging to metallurgical and chemical enterprises) after the date of entry of the relevant information.

The information platform has to represent by the consumer the periods of gas supply ordered by the supplier (suppliers) and allow the supplier to registry the period of gas supply on the information platform in accordance with the concluded agreements with the consumer (additional agreements), including without specifying the final date.

A supplier which in the gas supply period reserved for itself initiates the refusal on the informational platform from the consumer (to exclude the consumer from the supplier's registry) or to shorten the period for natural gas supplying to him, has the right to do this, but provided that the date of the consumer exclusion from the supplier’s Registry or, accordingly, the final date of natural gas delivery to the consumer may not be earlier than three days (five days by the consumer belonging to the enterprises of

Реєстру постачальника або відповідно кінцева дата постачання природного газу споживачу може бути не раніше ніж через три дні (п'ять днів по споживачу, який належить до підприємств металургійної та хімічної промисловості) після дати ініціювання таких змін на інформаційній платформі.

metallurgical and chemical industry) after the date of such changes initiation on the information platform.

Реєстрація побутового споживача здійснюється автоматично в Реєстрі споживачів постачальника «останньої надії» на інформаційній платформі оператора газотранспортної системи за умови відсутності на інформаційній платформі інформації про відключення або ініціювання діючим постачальником відключення його об’єкта в таких випадках:

Registration of a household consumer is carried out automatically in the Register of consumers of the supplier of last resort on the information platform of the gas transmission system operator provided that there is no information on the information platform about disconnection or initiation of disconnection by the current supplier of its object in the following cases:

відсутність підтвердженої номінації та реномінації для газової доби D до 02:00 UTC (04:00 за київським часом) години для зимового періоду в газову добу (D-1) та 01:00 UTC (04:00 за київським часом) години для літнього періоду в газову добу (D-1) на точку виходу до газорозподільної системи, крім випадків ініціювання постачальником «останньої надії» відключення по об’єкту такого споживача. У такому випадку постачання здійснюється з дня, наступного за днем включення до Реєстру споживачів постачальника «останньої надії»;

the absence of a confirmed nomination and renomination for gas day D until 02:00 UTC (04:00 Kyiv time) for winter period in the gas day (D-1) and 01:00 UTC (04:00 Kyiv time) for daylight saving in the gas day (D-1) for the exit point to the gas distribution system, except in cases where the supplier of last resort initiates disconnection at the facility of such a consumer. In this case, the supply is made from the day following the day of inclusion in the Register of consumers of the supplier of last resort;

відсутність за три дні до кінцевої дати постачання природного газу поточним постачальником побутового споживача в Реєстрі іншого постачальника. У такому випадку постачання здійснюється з дня, наступного за кінцевим днем постачання попереднім постачальником.

absence three days before the final date of natural gas supply by the current supplier, of the household in the Register of another supplier. In this case, supply is made from the day following the final day of supply by the previous supplier.

Реєстрація споживача, що не є побутовим, здійснюється автоматично в Реєстрі споживачів постачальника «останньої надії» на інформаційній платформі оператора газотранспортної системи за умови відсутності на інформаційній платформі інформації про відключення або ініціювання діючим постачальником відключення його об’єкта у випадку, якщо діючому постачальнику було зупинено дію чи анульовано ліцензію на постачання природного газу.

The registration of a non-household consumer is carried out automatically in the Register of consumers of the supplier of last resort on the information platform of the gas transmission system operator provided that the information platform does not contain information on disconnection or initiation of disconnection by the current supplier of the object, in case the current supplier’s license is not valid anymore or was revoked.

Дата початку постачання природного газу споживачу постачальником «останньої надії» визначається в Реєстрі споживачів постачальника «останньої надії» на інформаційній платформі.

Максимальний строк, на який споживача реєструють у Реєстрі споживачів постачальника «останньої надії», не може перевищувати шістдесят днів та в будь-якому випадку не має тривати довше ніж до кінця календарного місяця, наступного за тим місяцем, у якому відбулася реєстрація споживача в Реєстрі споживачів постачальника «останньої надії».

Інформаційна платформа щоденно до 06:00 UTC (08:00 за київським часом) години для зимового періоду та 05:00 UTC (08:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби надсилає операторам газорозподільних систем, оператору газотранспортної системи (щодо прямих споживачів) та постачальнику «останньої надії» перелік EIC-кодів споживачів, які були у попередній газовій добі зареєстровані в Реєстрі споживачів постачальника «останньої надії».

Оператори газорозподільних систем, оператор газотранспортної системи (щодо прямих споживачів) протягом трьох діб зобов'язані надати постачальнику «останньої надії» через інформаційну платформу інформацію щодо споживачів, які були зареєстровані в Реєстрі споживачів постачальника «останньої надії», за формою оператора газотранспортної системи, погодженою Регулятором. Інформація скріплюється електронним підписом уповноваженої особи оператора газорозподільної системи/оператора газотранспортної системи (щодо прямих споживачів) та повинна містити:

EIC-код споживача або EIC-код точки комерційного обліку споживача;

назву та ЄДРПОУ (для споживачів, що не є побутовими);

The start date of the supply of natural gas to the consumer by the supplier of last resort is determined in the Register of consumers of the supplier of last resort on the information platform.

The maximum period for which a consumer is registered in the Register of Consumers of the supplier of the last resort may not exceed sixty days and in any case shall not last longer than the end of the calendar month following the month in which the consumer was registered in the Register of Consumers of the supplier of last resort.

The information platform, daily until 06:00 UTC (08:00 - Kyiv time) for the winter period and 05:00 UTC (08:00 - Kyiv time) for the summer period of the gas day, sends to the gas distribution system operators, the gas transmission system operator (for direct consumers) and the supplier of last resort, list of EIC-codes of consumers who were registered in the previous gas day in the Register of consumers of the supplier of last resort.

The gas distribution system operators, gas transmission system operator (for direct consumers) within three days are obliged to provide the supplier of last resort information by means of the information platform on consumers who have been registered in the Register of consumers of the supplier of last resort, in the form of the gas transmission system operator and approved by the Regulator. The information shall be signed by the electronic signature of the authorized person of the gas distribution system operator/gas transmission system operator (in respect of direct consumers) and shall contain:

EIC-code of the consumer or EIC-code of the point of commercial metering of the consumer;

name and Identification code of the legal entity (for non-household consumers);

поштову адресу об’єкта споживача.

У разі якщо за п'ять днів до кінцевої дати постачання природного газу поточним постачальником інформаційна платформа не фіксує такого споживача в Реєстрі іншого постачальника, у тому числі в Реєстрі постачальника із спеціальними обов'язками або постачальника «останньої надії», інформаційна платформа одночасно направляє оператору газорозподільної системи (оператору газотранспортної системи по прямих споживачах) інформаційне повідомлення про відсутність у споживача постачальника з певної дати за формою оператора газотранспортної системи, погодженою з Регулятором. Оператор газорозподільної системи (оператор газотранспортної системи по прямих споживачах), отримавши таке повідомлення, зобов'язаний протягом двох робочих днів проінформувати такого споживача про відсутність у нього постачальника з певної дати та можливі наслідки для нього і за необхідності розпочати заходи з припинення (обмеження) в установленому порядку газопостачання на об'єкти такого споживача.

Для здійснення діяльності постачальника "останньої надії" на інформаційній платформі забезпечується функціонування окремого Реєстру споживачів постачальника "останньої надії".

3. Якщо для споживача відповідно до рішення Кабінету Міністрів України визначений постачальник із спеціальними обов'язками, на якого в установленому порядку покладені обов'язки постачати природний газ такому споживачу (який не має права відмовити такому споживачу в укладанні договору постачання природного газу), оператор газотранспортної системи реєструє такого постачальника за споживачем на інформаційній платформі (на випадок відсутності у такого споживача постачальника). Оператор газотранспортної системи надсилає через

the mailing address of the consumer’s facility.

If five days prior to the final date of gas delivery by the current supplier, the information platform does not record such a user in the Registry of another supplier, including the Registry of suppliers with PSO or a supplier of last resort, the information platform has to send a DSO (the TSO for direct consumers) an informational message about the absence of the supplier for a consumer, from a certain date in the form provided by TSO and approved by the Regulator. The DSO (TSO for direct consumers), after receiving such notification, is obliged to inform such consumer within two working days about the absence of supplier from a certain date and the possible consequences for him and, if necessary, to initiate measures to terminate (limit) the gas supply to the objects of such a consumer in the defined order.

In order to carry out activities of the supplier of last resort, the functioning of the separate Register of consumers of the supplier of last resort is ensured on the information platform.

3. If the consumer, in accordance with the decision of the Cabinet of Ministers of Ukraine, has a designated supplier with PSO, for which, in accordance with the defined procedure, obligation to supply natural gas to such a consumer is imposed (who has no right to refuse such a consumer in the entering into a contract for the natural gas supply), the TSO registers such a supplier by a consumer on the information platform (in the absence of such a consumer's supplier). The TSO sends the Registry of Assigned Consumers to all suppliers with PSO via the information platform.

інформаційну платформу всім постачальникам із спеціальними обов'язками Реєстр закріплених за ними споживачів.

Термін "постачальник із спеціальними обов'язками" вживається у значенні, наведеному в Правилах постачання природного газу.

У разі якщо споживач, який додатково включений до Реєстру постачальника із спеціальними обов'язками, буде виключений з Реєстру інших постачальників у певний період постачання, вважається, що діючим постачальником такого споживача у цьому періоді буде визначений закріплений за ним постачальник із спеціальними обов'язками.

У разі якщо постачальник із спеціальними обов'язками з причин заборгованості споживача (неналежних розрахунків) хоче відмовитись від фізичного постачання природного газу такому споживачу в певному періоді постачання, він повинен ініціювати заходи з припинення (обмеження) газопостачання такому споживачу відповідно до Правил постачання природного газу.

4. Постачальник, який має намір постачати природний газ новому споживачу, має право не пізніше кінцевого терміну подання номінації на газову добу (D) газового місяця (M), визначеного цим Кодексом, зареєструвати за собою такого споживача в інформаційній платформі, вказавши період постачання природного газу такому споживачу (за умови відсутності споживача в Реєстрі іншого постачальника на період запланованого постачання, крім Реєстру постачальника "останньої надії").

Якщо при реєстрації споживача за постачальником інформаційна платформа виявляє цього споживача в Реєстрі іншого постачальника, (крім Реєстру постачальника "останньої надії"), зміна постачальника здійснюється з урахуванням цієї глави Кодексу та Правил постачання природного газу.

The term "supplier with PSO" is used in the meaning given in the Rules of the natural gas supply.

If the consumer who is additionally included in the Registry of a supplier with PSO will be excluded from the Registry of other suppliers during a certain period of supply, it is considered that the active supplier of such a consumer in this period will be determined as the supplier with PSO assigned to him.

If the supplier with PSO due to consumer indebtedness (inadequate calculations) wants to refuse from physical natural gas supply to such a consumer in a certain period of supply, he shall initiate measures to suspend (restrict) gas supply to such a consumer in accordance with the Rules of the natural gas supply.

4. A supplier who intends to supply natural gas to a new consumer shall have the right to register such consumer in the information platform not later the deadline for submitting the nomination for the gas day (D) of the gas month (M) specified in this Code, providing the gas supply period for such consumer (if consumer is not mentioned in the Register of another supplier for the period of the planned supply, except for Register of a supplier of last resort).

If during the registration of a consumer by a supplier the information platform finds this consumer in the Register of another supplier (except for a supplier of last resort), the change of supplier is carried out taking into account this Chapter of the Code and the Rules of natural gas supply.

Постачальник, який має намір постачати природний газ споживачу, який включений до Реєстру споживачів постачальника «останньої надії», має право за одну добу до кінцевого терміну подання номінації на газову добу (D), визначеного цим Кодексом, включити такого споживача до власного Реєстру споживачів постачальника на інформаційній платформі, вказавши період постачання природного газу такому споживачу.

Для включення побутового споживача, який включений до Реєстру споживачів постачальника «останньої надії», до Реєстру споживачів постачальника постачальник зобов'язаний завантажити на інформаційну платформу оператора газотранспортної системи інформацію, яка скріплюється електронним підписом уповноваженої особи постачальника, щодо заяви-приєднання до умов договору постачання природного газу побутовим споживачам, на підставі якої такого побутового споживача має бути включено до Реєстру споживачів постачальника, така інформація повинна містити:

EIC-код побутового споживача або EIC-код точки комерційного обліку побутового споживача;

номер, за яким постачальник зареєстрував заяву-приєднання до умов договору постачання природного газу побутовим споживачам;

дату реєстрації постачальником заяви-приєднання до умов договору постачання природного газу побутовим споживачам. При цьому для постачальника природного газу, який здійснював постачання природного газу такому побутовому споживачу у день включення цього споживача до Реєстру споживачів постачальника «останньої надії», дата реєстрації постачальником заяви-приєднання не може бути раніше ніж дата включення такого побутового споживача до Реєстру споживачів постачальника «останньої надії».

У випадку невідповідності EIC-коду побутового споживача або EIC-коду точки комерційного обліку побутового споживача, за яким постачальник включив побутового споживача до свого Реєстру споживачів постачальника, EIC-коду, наданому в інформації, яка

A supplier who intends to supply natural gas to a consumer who is included in the Register of Consumers of a "last resort" supplier shall have the right one day before the deadline for nomination submission for the gas day (D) specified by this Code to include such consumer in its own Register of Supplier's Consumers on the information platform, indicating the period of supply of natural gas to such a consumer.

In order to include a household consumer, which is included in the Register of consumers of the supplier of "last hope", in the Register of consumers of the supplier, a supplier is obliged to upload to the information platform of the gas transmission system operator information which is signed by the electronic signature of the authorized person of the supplier, on the application-accession to the terms of the contract for the supply of natural gas to household consumers, on the basis of which such household consumer shall be included in the Register of consumers, such information shall contain:

EIC code of the household consumer or EIC code of commercial metering point of a household consumer;

the number under which the supplier registered the application-accession to the terms of the contract for the supply of natural gas to household consumers;

the date of registration by the supplier of the application-accession to the terms of the contract for the supply of natural gas to household consumers. In this case, for a natural gas supplier who supplied natural gas to such a household consumer on the day of inclusion of this consumer in the Register of Consumers of the "last resort" supplier, the date of registration of the application-accession by the supplier may not be earlier than the date of inclusion of such household consumer in the Register of Consumers of supplier of "last resort".

In case of discrepancy between EIC code of a household consumer or EIC code of the commercial metering point of the household consumer, according to which a supplier included a household consumer in its Register of Consumers of Supplier, and EIC code provided in the information signed

скріплена електронним підписом уповноваженої особи постачальника, а також невідповідності вимогам цього пункту дати реєстрації постачальником заяви-приєднання до умов договору постачання природного газу побутовим споживачам, реєстрація побутового споживача в Реєстрі споживачів такого постачальника не здійснюється, про що інформаційна платформа автоматично повідомляє постачальника.

При цьому за умови виконання таким постачальником інших вимог цього Кодексу для початку постачання природного газу споживачу такий споживач автоматично виключається з Реєстру постачальника «останньої надії», про що інформаційна платформа автоматично повідомляє постачальника «останньої надії». Якщо постачальник не виконує інші вимоги цього Кодексу для початку постачання природного газу споживачу, такий споживач з Реєстру постачальника «останньої надії» не виключається до досягнення граничного строку постачання постачальником «останньої надії» або до початку постачання іншим постачальником, крім випадків виключення споживача постачальником «останньої надії» з власного Реєстру споживачів постачальника до закінчення граничного строку постачання на підставах, визначених Правилами постачання природного газу. При зміні споживачем постачальника «останньої надії» на іншого постачальника пункти 5 – 6 цієї глави не застосовуються.

5. Для непобутових споживачів, якщо при їх реєстрації за постачальником інформаційна платформа виявляє, що в ініційований постачальником період постачання природного газу споживач вже включений до Реєстру іншого постачальника на цей період, інформаційна платформа відхиляє реєстрацію непобутового споживача за постачальником, що ініціював реєстрацію непобутового споживача за собою, та надсилає такому постачальнику інформаційне повідомлення з кодом причини відмови. Одночасно інформаційна платформа інформує

by the authorized person of the supplier and also discrepancy to the requirements of this point of pointbreakthe date of registration by the supplier of the application-accession to the terms of the natural gas supply contract to household consumers, registration of a household consumer in the Register of consumers of such supplier is not carried out and the information platform automatically notifies the supplier about this.

In this case, provided that such supplier meets other requirements of this Code to start supplying natural gas to the consumer, such consumer is automatically excluded from the Register of the supplier of "last hope", the information platform automatically notifies the supplier of "last hope" about this. If the supplier does not comply with other requirements of this Code to start supplying natural gas to a consumer, such consumer shall not be excluded until reaching the deadline of supply by a supplier of “the last resort” or until start of supply by another supplier, except for cases of exclusion of a consumer by a supplier of “the last resort” out of own Register of Consumers of supplier until the expiration of the deadline of supply on the grounds defined by the Rules of natural gas supply. When change of supplier by a consumer to another supplier, point 5-6 of this subsection shall not apply.

5. For non-household consumers, if during their registration with the supplier the information platform finds that in the period of natural gas supply initiated by the supplier the consumer is already included in the Register of another supplier for this period, the information platform rejects registration of the non-household consumer with the supplier which initiated the registration of such non-household consumer and sends an informational message to such supplier with the reason for the rejection. At the same time, the information platform informs the current supplier that another supplier (indicating the name of such supplier) is applying for the natural gas supply period already booked by the current supplier. In this case, the existing

діючого постачальника про те, що на заброньований ним період постачання природного газу претендує інший постачальник (із зазначенням назви такого постачальника). У такому разі діючий постачальник зобов'язаний не пізніше 10 години ранку вісімнадцятої доби з дня інформаційного запиту вчинити одну із нижченаведених дій:

підтвердити на інформаційній платформі згоду на перехід непобутового споживача до нового постачальника з газової доби, яка визначалась в інформаційному запиті (але не пізніше ніж за дві доби до зазначеної газової доби);

підтвердити на інформаційній платформі згоду на перехід непобутового споживача до нового постачальника, визначивши дату переходу, яка має бути не пізніше ніж на дев'ятнадцяту добу з дня інформаційного запиту;

не погодити на інформаційній платформі перехід непобутового споживача до нового постачальника через наявність у непобутового споживача боргових зобов'язань за поставлений природний газ та ініціювати через інформаційну платформу заходи з припинення (обмеження) газопостачання такому споживачу (якщо до непобутового споживача ще не були застосовані заходи з припинення газопостачання);

не погодити та надати оператору газотранспортної системи оригінал листа непобутового споживача про його незгоду на перехід до нового постачальника (через відсутність договірних відносин із новим постачальником, невідповідність забронюваного періоду постачання природного газу тощо).

Якщо у строк, визначений в абзаці третьому цього пункту, діючий постачальник не здійснив жодної дії, передбаченої в абзацах четвертому та п'ятому цього пункту, інформаційна платформа (оператор газотранспортної системи) реєструє непобутового споживача за новим

supplier is obliged till 10:00 a.m. of the eighteenth day from the date of the information request to take one of the following actions:

confirm on the information platform the consent for the transition of the non-household consumer to the new supplier from the gas day, which was determined in the information request (but not later than two days before the specified gas day);

confirm on the information platform the consent for the transition of the non-household consumer to the new supplier, specifying the date of the transition, which shall be no later than the nineteenth day from the date of the information request;

not to agree on the information platform the transfer of a non-household consumer to a new supplier due to the non-household consumer's debt obligations for the supplied natural gas and to initiate through the information platform measures to terminate (limit) gas supply to such consumer (if measures to terminate non-household consumer were not applied yet);

not to agree and provide the gas transmission system operator with the original letter of the non-household consumer on its disagreement with the transition to a new supplier (due to lack of contractual relations with the new supplier, inconsistency of the booked period of natural gas supply, etc.).

If within the period specified in the third sub-paragraph of this paragraph, the existing supplier has not taken any action provided for in the fourth and fifth sub-paragraphs of this paragraph, the information platform (gas transmission system operator) registers a non-household consumer with a

постачальником з 21 доби після інформаційного запиту до діючого постачальника про погодження зміни постачальника.

6. Для побутових споживачів, у випадку ініціювання ними зміни діючого постачальника відповідно до Правил постачання природного газу, інформаційна платформа забезпечує можливість подання новим постачальником природного газу повідомлення про намір побутового споживача змінити постачальника із зазначенням дати отримання ним заяви-приєднання до договору постачання природного газу, яка не може бути раніше ніж за три робочі дні до дати подання такого повідомлення. Одразу після цього інформаційна платформа повідомляє діючого постачальника про намір його споживача укласти договір постачання природного газу з іншим постачальником та зазначає дату отримання заяви-приєднання, яка є датою початку процедури зміни постачальника.

Повідомлення про намір побутового споживача змінити постачальника може бути подане узагальнено по всіх побутових споживачах (із зазначенням їх EIC-кодів/EIC-кодів точок комерційного обліку), які звернулися до постачальника природного газу.

Після подання новим постачальником природного газу повідомлення про намір побутового споживача змінити постачальника та до завершення процедури зміни постачальника або анулювання повідомлення про намір побутового споживача змінити постачальника всі інші повідомлення про намір цього побутового споживача змінити постачальника відхиляються на інформаційній платформі.

Протягом двадцяти календарних днів з дня, наступного за днем отримання новим постачальником заяви-приєднання побутового споживача до договору постачання природного газу (але не раніше третього дня після подання новим постачальником природного газу повідомлення про намір побутового споживача змінити постачальника на інформаційній платформі), новий постачальник має право закріпити такого споживача у власному Реєстрі споживачів постачальника. У

new supplier starting from the 21st day after the information request to the existing supplier to agree on a change of the supplier.

6. For household consumers, in case they initiate a change of the existing supplier in accordance with the Rules of natural gas supply, the information platform provides an opportunity for the new natural gas supplier to submit notification regarding the initiated change of the supplier by household consumer, indicating the date of reception of the application for Natural gas supply contract, which may not be earlier than three working days before the date of submission of such notice. Immediately after that, the information platform notifies the existing supplier of its consumer's intention to enter into a natural gas supply contract with another supplier and indicates the date of reception of the application for connection, which is the date of the start of the supplier change procedure.

The notification of the intention of the household consumer to change the supplier may be submitted in general for all household consumers (indicating their EIC-codes/EIC-codes of commercial metering points) who have applied to the supplier of natural gas.

After the new natural gas supplier submits a notice of intention of the household consumer to change the supplier and until the completion of the procedure of change of supplier or cancellation of the notice of intention of the household consumer to change the supplier all other notifications of the intention of this household consumer to change the supplier are rejected in the information platform.

Within twenty calendar days from the day following the day of reception by the new supplier of the application from the household consumer for the conclusion of the Natural gas supply contract (but not earlier than the third day after the new natural gas supplier submits notification of the consumer's intention to change supplier on the information platform), the new supplier

випадку незакріплення споживача у власному Реєстрі споживачів постачальника протягом визначеного строку повідомлення про намір побутового споживача змінити постачальника анулюється та постачальник втрачає можливість закріпити побутового споживача у власному Реєстрі споживачів постачальника. При цьому інформаційна платформа протягом визначеного строку має забезпечувати можливість для нового постачальника анулювати повідомлення про намір споживача змінити постачальника з власної ініціативи. У такому разі інформаційна платформа того ж дня повідомляє діючого постачальника про анулювання процедури зміни постачальника.

Постачання природного газу новим постачальником (алокація спожитих споживачем обсягів природного газу за новим постачальником) здійснюється з дня, наступного за днем реєстрації побутового споживача в Реєстрі споживачів постачальника.

7. Інформаційна платформа забезпечує можливість здійснення в автоматичному режимі перевірки за EIC-кодом споживача (точки комерційного обліку споживача) наявності/відсутності діючого постачальника природного газу у такого споживача та кінцеву дату постачання природного газу цим постачальником (у випадку наявності постачальника).

8. У разі відхилення оператором газотранспортної системи номінації замовника послуг транспортування на відповідну точку виходу до прямого споживача та/або газорозподільної системи або якщо така номінація не була подана оператору газотранспортної системи у встановлений строк.

Інформаційна платформа, з урахуванням вимог цього Кодексу та за відсутності споживача(-ів) у реєстрі іншого постачальника(-ів), інформує відповідного оператора газорозподільної системи (оператора газотранспортної системи по прямих споживачах) про відсутність замовленого постачальником обсягу транспортування природного газу для потреб споживача(-ів), за виключеннями того(-тих) споживача(-ів),

has a right to add such a consumer to its Register of Consumers. In case of failure to add the consumer to its Register of consumers within a certain period of time, the notification of intention of the household consumer to change the supplier is canceled and the supplier loses the opportunity to add the household consumer to its Register of consumers. At the same time, the information platform must provide an opportunity for the new supplier to cancel the notification of the consumer's intention to change the supplier on its own initiative within a certain period of time. In such case, the information platform notifies the current supplier of the cancellation of the supplier change procedure on the same day.

The supply of natural gas by a new supplier (allocation of the volumes of natural gas consumed by the consumer by the new supplier) is carried out from the day following the day of registration of the household consumer in the Register of consumers of the supplier.

7. The information platform provides an opportunity to automatically check the consumer's EIC code (commercial metering point) for the presence/absence of an existing natural gas supplier in such a consumer and the final date of natural gas supply by this supplier (if any).

8. If the gas transmission system operator rejects the network user’s nomination at the relevant exit point to the direct consumer and/or the gas distribution system or if such a nomination was not provided for the gas transmission system operator within the established time.

The information platform, taking into account the requirements of this Code and in the absence of a consumer(-s) in the register of another supplier(-s), informs the relevant gas distribution system operator (gas transmission system operator for direct consumers) on the absence of booked natural gas transmission amount by a supplier for needs of a consumer(-s), except for

який(-і) підлягає(-ють) автоматичній реєстрації в Реєстрі споживачів постачальника «останньої надії» в порядку, передбаченому пунктом 2 цієї глави Кодексу.

Оператори газорозподільних систем (оператор газотранспортної системи по прямих споживачах) виходячи з інформації про споживачів, яким не замовлені постачальником обсяги транспортування природного газу для їх потреб, зобов’язані протягом двох робочих днів наступної доби з дати отримання відповідної інформації від оператора газотранспортної системи проінформувати таких споживачів про відсутність у них замовлених постачальником обсягів транспортування природного газу з певної дати та можливі для них наслідки та зобов'язані розпочати заходи з припинення (обмеження) в установленому порядку розподілу (транспортування) природного газу на об’єкти таких споживачів.

До закінчення строку, встановленого законодавством для припинення (обмеження) транспортування (розподілу) природного газу таким споживачам, алокація їх відборів відноситься на діючого постачальника, крім випадків початку в цей період постачання природного газу таким споживачам постачальником "останньої надії".

Після закінчення строку, встановленого законодавством для припинення (обмеження) транспортування (розподілу) природного газу споживачам, алокація фактичного обсягу споживання природного газу такими споживачами здійснюється на відповідного оператора газорозподільної системи (для прямих споживачів - на оператора газотранспортної системи).

У разі якщо до моменту припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу споживачам номінація замовника послуг транспортування буде підтверджена оператором

consumer(-s) who is (are) subject to automatic registration in the Register of Consumers of the "last resort" supplier in accordance with point 2 of this subsection of the Code.

In line with the information on consumers for whom the supplier has not ordered natural gas transportation volumes to meet their needs, the gas distribution system operators (a gas transmission system operator in case of direct consumers) shall inform such consumers of the unavailability of the natural gas transportation volumes ordered by the supplier as from a certain date and the possible consequences which may ensue for them within two working days beginning on the next day after the date of the receipt of the relevant information from the gas transportation system operator and shall initiate termination (restriction) measures of the natural gas distribution (transmission) to such consumers’ facilities in the prescribed manner.

Before the end of the term established by the laws for the termination (restriction) of the natural gas transmission (distribution) to such consumers, the allocation of their withdrawals shall be attributed to the valid supplier, except for cases of start in this natural gas supply period by a supplier of “last resort” to such consumers

After the end of the term established by the laws for the termination (restriction) of the natural gas transmission (distribution) to consumers, the allocation of the actual natural gas consumption by such consumers shall be attributed to the relevant gas distribution system operator (gas transportation system operator in case of direct consumers).

If before the termination (restriction) of the natural gas transmissionto (distribution between) consumers, the nomination of the network user is confirmed by the gas transmission system operator, the information platform shall inform the relevant gas distribution system operator (gas transmission system operator for direct consumers) regarding the absence of any reasons

газотранспортної системи, інформаційна платформа інформує відповідного оператора газорозподільної системи (оператора газотранспортної системи по прямих споживачах) про відсутність підстав для припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу на об’єкти таких споживачів. Об’єкти таких споживачів не підлягають примусовому припиненню (обмеженню) розподілу (транспортування) природного газу з боку оператора газорозподільної системи (оператора газотранспортної системи по прямих споживачах).

9. Реєстр споживачів постачальника якому було зупинено дію чи анульовано ліцензію на постачання природного газу, видаляється з інформаційної платформи оператора газотранспортної системи з дня набрання чинності відповідним рішенням Регулятора.

to terminate (restrict) the natural gas distribution (transmission) to such consumers’ facilities. The facilities of such consumers shall not be subject to a forced termination (restriction) of the natural gas distribution (transportation) by the gas distribution system operator (the gas transmission system operator for direct consumers).

9. The register of consumers of the supplier whose natural gas supply license has been suspended or revoked shall be deleted from the information platform of the gas transmission system operator from the date of entry into force of the relevant decision of the Regulator.

## V. УМОВИ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ, ОСНОВНІ ПРАВИЛА ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ, ПЛАНУВАННЯ РОЗВИТКУ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ

### 1. Умови надійної та безпечної експлуатації газотранспортної системи, основні правила технічної експлуатації газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи на виключних засадах відповідає за надійну та безпечну експлуатацію, підтримання в належному стані та розвиток, включаючи нове будівництво та реконструкцію газотранспортної системи, з метою задоволення очікуваного попиту суб'єктів ринку природного газу на послуги із транспортування природного газу, враховуючи розвиток ринку природного газу.

## V. CONDITIONS OF SECURE AND RELIABLE OPERATION OF THE GAS TRANSMISSION SYSTEM, BASIC RULES OF TECHNICAL OPERATION OF THE GAS TRANSMISSION SYSTEM, GAS TRANSMISSION SYSTEM DEVELOPMENT PLANNING

### 1. Conditions of secure and reliable operation of the gas transmission system, basic rules of technical operation of the gas transmission system.

1. The TSO is responsible on exclusive principles for the secure and reliable operation, maintenance in adequate conditions and development, including new construction and reconstruction of the gas transmission system pursuant to meeting the anticipated demand of natural gas market entities for natural gas transmission services, including a development of the natural gas market.

2. Експлуатацію газотранспортної системи здійснює виключно оператор газотранспортної системи згідно з вимогами чинного законодавства України, нормативними актами у сфері проєктування, будівництва та безпечної експлуатації об'єктів газотранспортної системи і технічними нормами та стандартами безпеки.

3. Оператор газотранспортної системи для забезпечення надійної та безпечної експлуатації газотранспортної системи:

забезпечує запобіжні заходи безаварійної експлуатації газотранспортної системи, а саме комплекс робіт, що виконується на підставі результатів технічного огляду або технічного обстеження (діагностування) газотранспортної системи з метою забезпечення її подальшої безаварійної експлуатації шляхом проведення технічного обслуговування, поточного або капітального ремонтів. Організація і проведення робіт з технічного обслуговування і ремонту газотранспортної системи встановлюються технічними нормами, стандартами безпеки;

вживає заходів для забезпечення транспортування природного газу протягом періодів надзвичайно високого споживання на виконання правил про безпеку постачання природного газу та Національного плану дій;

здійснює заходи фізичного балансування;

контролює фізико-хімічні показники природного газу, в точках входу та точках виходу;

обмежує надходження природного газу до газотранспортної системи у випадках, визначених Законом України "Про ринок природного газу",

2. Operator of the gas transmission system shall exercise an exclusive operation of the gas transmission system in accordance with the requirements of current legislation of Ukraine, regulations in the field of design, construction and secure operation of gas transmission system facilities and technical norms and standards of safety.

3. To ensure secure and reliable operation of the gas transmission system, TSO:

provides for preventive measures of emergency-free operation of the gas transmission system, more specifically, a set of works, which is performed on the basis of technical review or technical inspection (diagnostics) results of the gas transmission system with a view to ensure its further emergency-free operation by carrying out a maintenance, current or major repairs. Organization and performance of works on maintenance and repair of the gas transmission system shall be established by the Technical Norms and Standards of Safety;

takes measures to ensure transmission of natural gas throughout the period of extremely high consumption, in execution of the Safety Rules of Natural Gas Supply and National Action Plan;

undertakes physical balancing measures,

controls physical and chemical properties of natural gas, at entry/exit points;

limits delivery of natural gas to the gas transmission system in cases, established by the Law of Ukraine “On the Natural Gas Market”, National action plant, Rules on security of natural gas supply;

Національним планом дій, правилами про безпеку постачання природного газу;

розробляє та впроваджує плани локалізації та ліквідації аварій;

готує та узгоджує в рамках укладених технічних угод з оператором суміжних систем план дій на випадок виникнення перебоїв у роботі суміжних систем;

підтримує та розширює (за необхідності) контрольно-вимірювальні системи управління та телеметрії, а також системи об'єктної автоматики з метою можливості швидкої реакції на загрози, які можуть виникнути в газотранспортній системі;

підтримує технічний стан пристроїв, установок, мереж, а також системних об'єктів згідно з вимогами технічних норм та стандартів безпеки, провадить постійний експлуатаційний нагляд, у разі виникнення загроз негайно розпочинає дії, спрямовані на їх усунення;
провадить оцінку технічного стану газотранспортної системи та за її результатами готує інвестиційні плани і плани ремонту газотранспортної системи;

розробляє та впроваджує правила технічної експлуатації газотранспортної системи, які зокрема повинні містити вимоги до:

лінійної частини магістральних газопроводів;
компресорних станцій;
газорозподільних станцій;
газовимірювальних станцій та пунктів виміру витрат газу;
електроустановок;
телекомунікаційної мережі оператора газотранспортної системи;
метрологічного забезпечення захисту від корозії;

develops and implements localization plans and emergency liquidation plans;
in the framework of concluded technical agreements with operators of adjacent systems, prepares and agrees an action plan in case of interruptions in the operation of adjacent systems,

if needed, supports and expands control and measurement systems of control and telemetry, as well as object automation for the purposes of ensuring a possibility of quick response to threats that may arise in the gas transmission system,

supports technical conditions of devices, units, networks and system facilities in accordance with the requirements of technical norms and standards of safety, conducts constant operational supervision, in case of threats, immediately starts actions, aimed at their elimination,
Exercises assessment of technical conditions of the gas transmission system, and according to the results thereof prepares investment plans and gas transmission system repair plans,

develops and implements the rules of technical operation of the gas transmission system, which, in particular, shall contain the requirements for:
the linear part of main gas pipelines;
compressor stations;
gas distribution stations;
gas custody metering stations and discharge measurement stations;
power units;
telecommunication network of the TSO;
metrological support to the protection from corrosion;
control and measuring devices, automation systems and facilities of technological communication processes (technological);
organization of gas transmission system operation;
diagnostics;

контрольно-вимірювальних приладів, систем та засобів автоматизації технологічних процесів зв’язку (технологічного);
організації експлуатації газотранспортної системи;
діагностування;
будівель та споруд, які належать до газової інфраструктури.

4. Проєктування та будівництво (нове будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, технічне переоснащення) складових газотранспортної системи здійснюються відповідно до законодавства у сфері містобудівної діяльності, технічних норм та стандартів безпеки.

5. Проєктування та будівництво (нове будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, технічне переоснащення) складових газотранспортної системи передбачаються планом розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років та фінансуються за рахунок коштів, передбачених у тарифах на послуги транспортування природного газу, плати за приєднання, банківських кредитів, коштів, залучених з інших джерел, не заборонених законодавством.

6. У разі будівництва, реконструкції, капітального ремонту будинків, будівель, споруд, доріг, мостів, інших об'єктів архітектури роботи з перенесення складових газотранспортної системи виконуються оператором газотранспортної системи або іншим суб'єктом, який відповідно до законодавства має право на проведення таких робіт, за рахунок коштів замовників таких робіт відповідно до затвердженої проєктно-кошторисної документації.

## 2. Планування розвитку газотранспортної системи

1. Розвиток газотранспортної системи провадиться з урахуванням поточних та майбутніх потреб України в природному газі, забезпечення довготривалої працездатності газотранспортної системи, а також попиту на послуги транспортування газотранспортною системою України.

2. Оператор газотранспортної системи здійснює дослідження потреби ринку в новій газотранспортній інфраструктурі, у тому числі в міждержавних з'єднаннях, а також збирає інформацію стосовно

buildings and facilities that are part of the gas infrastructure.

4. Design and construction (new construction, reconstruction, major repair, upgrade) of components of the gas transmission system shall be performed in accordance with laws in the field of city planning activities, technical norms and standards of safety.

5. Design and construction (new construction, reconstruction, major repair, upgrade) of components of the gas transmission system shall be envisaged by the development plan of the gas transmission system for the following 10 years and shall be financed at the expense of funds, provided in natural gas transmission tariffs, connection fees, bank loans, funds raised from other sources, not prohibited by law.

6. In case of construction, reconstruction, major repair of buildings, facilities, roads, bridges, other architectural objects, works related to the displacement of gas transmission system components shall be carried out by the TSO or another entity which according to legislation has the right to conduct such works at the expense of funds of employers of such works in accordance with the approved designs and cost estimates.

## 2. Gas transmission system development planning.

1. The gas transmission system shall be developed considering the current and future demands of Ukraine for natural gas, ensuring the continuous operability of the gas transmission system, as well as demand for transmission services via gas transmission system of Ukraine.

2. The TSO shall study the market demand for the new gas transmission infrastructure, including the trans-border connections, and shall connect the

багаторічних прогнозів потреби в природному газі на окремих територіях України.
3. При розробці плану розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років оператор газотранспортної системи зобов'язаний враховувати можливі зміни обсягів видобутку, купівлі-продажу, постачання, споживання природного газу (у тому числі обсягів транскордонної торгівлі природним газом), а також плани розвитку газотранспортних систем сусідніх держав, газорозподільних систем, газосховищ та установки LNG.
4. Оператор газотранспортної системи розробляє і щороку до 31 жовтня подає на затвердження Регулятору план розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років, складений на підставі даних про фактичні та прогнозні показники попиту, і пропозиції на послуги з транспортування природного газу. План розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років має забезпечувати відповідність газотранспортної системи потребам ринку природного газу та інтересам безпеки постачання природного газу.
5. Десятирічний план розвитку газотранспортної системи повинен визначати:
1) основні об'єкти газової інфраструктури, будівництво або реконструкція яких є доцільною в наступні 10 років;
2) підтверджені інвестиції, а також перелік нових інвестицій, які повинні бути здійснені протягом наступних 3 років;
3) строки реалізації та пріоритетність інвестиційних проєктів.

Десятирічний план розвитку газотранспортної системи складається з:

інвестиційної програми на перший планований рік десятирічного плану розвитку із зазначенням заходів за рахунок підтверджених інвестицій;

information regarding multi-year forecasts of a demand for natural gas in separate territories of Ukraine.
3. When elaborating the development plan of the gas transmission system for the following 10 years, the TSO shall take into account the possible changes in volumes of production, purchase and sale, supply, consumption of natural gas (including the volumes of trans-border trade in natural gas), as well as the development plans of gas transmission systems of neighboring countries, gas distribution systems, gas storages and LNG facility.
4. The TSO shall develop and submit annually by October 31st a development plan of the gas transmission system for the following 10 years to the Regulator for its approval to be compiled on the basis of the data on actual and forecast values of demand and supply of natural gas transmission services. The development plan of the gas transmission system for the following 10 years shall provide compliance of the gas transmission system with the market requirements and natural gas supply safety interests.

5. The ten-year development plan of the gas transmission system shall determine the following:
1) main facilities of the gas infrastructure which are advisable to be built or reconstructed in the subsequent ten-year period;
2) confirmed investments as well as a list of new investments to be made within the subsequent three years; and
3) implementation timeframes and priorities of investment projects.

10-year gas transmission system development plan consists of:

investment program for the first planned year of the ten-year development plan with indication of actions planned and corresponding confirmed investments;
action plan for the second and third planned years of the ten-year development plan and corresponding confirmed and new investments;

плану заходів на другий-третій плановані роки десятирічного плану розвитку за рахунок підтверджених та нових інвестицій;

плану заходів на четвертий-десятий плановані роки десятирічного плану розвитку із зазначенням потреби в інвестиціях для їх виконання.

6. При розробці інвестиційної програми на перший планований рік, яка є складовою плану розвитку на десять років, планів ремонтів, технічного обслуговування та технічного діагностування, оператор газотранспортної системи бере до уваги:

вимоги з безпечної експлуатації газотранспортної системи, а також забезпечення безперервності надання газотранспортних послуг;

необхідність приведення газотранспортної системи до обов'язкових норм та технічних вимог;

фактичний технічний стан елементів газотранспортної системи;

зниження витрат на експлуатацію;

збільшення, за потреби, технічної потужності газотранспортної системи;

приєднання до газотранспортної системи;

економічну ефективність заходів.

7. Для здійснення планування оператор газотранспортної системи співпрацює з операторами суміжних систем, а також замовниками послуг транспортування.

## 3. Документальне оформлення плану розвитку газотранспортної системи

action plan for the fourth to tenth planned years of the ten-year development plant indicating investments necessary for their implementation.

6. When developing the annual investment program for the first year of the ten-year development plan, plans of repairs, maintenance and technical diagnostics, the TSO shall take into account the following:

Requirements for operational safety of the gas transmission system, as well as ensuring continuity of the gas transmission services delivery,

Necessity to bring the gas transmission system to the obligatory norms and technical requirements,

Actual technical conditions of the gas transmission system elements,

Decrease in operation costs,

If needed, increase in the gas transmission system technical capacity,

Connections to the gas transmission system,

Economic efficiency of actions.

7. To exercise the planning, TSO shall cooperate with adjacent system operators, as well as network users.

## 3. Documentation of the gas transmission system development plan

1. Планування заходів та фінансування плану розвитку повинно здійснюватись оператором газотранспортної системи з урахуванням технічного стану його основних фондів та інших активів, необхідності забезпечення належного рівня експлуатації об'єктів газотранспортної системи та якості надання послуг транспортування природного газу цією системою на довгостроковий період, зменшення обсягів виробничо-технологічних витрат, нормативних втрат природного газу, витрат паливного газу, а також принципів економічної доцільності запровадження відповідних заходів.

Десятирічний план розвитку газотранспортної системи складається із таких розділів:

розділ I - опис фактичного стану основних об'єктів газової інфраструктури оператора газотранспортної системи (фондів, активів) та необхідних заходів для їх підтримання на належному рівні відповідно до регламентних процедур, передбачених нормативно-технічними документами, на наступні три роки;

розділ II - опис заходів, які направлені на розвиток газотранспортної системи за рахунок будівництва нових об'єктів газотранспортної системи, включаючи нове будівництво, реконструкцію, капітальний ремонт, технічне переоснащення (нові приєднання, інвестиції тощо), у наступні десять років за рахунок планових інвестицій;

розділ III - опис заходів на перший рік плану розвитку (інвестиційної програми) із зазначенням запланованих заходів та витрат у зазначеному періоді;

1. Development plan of activities and financing planning shall be carried out by the TSO taking into account the technical condition of its fixed assets and other assets, the need to ensure an adequate level of operation of the gas transmission system facilities and the quality of natural gas transportation services provision for the long-term period, decrease of technological costs, normative natural gas losses, costs of fuel gas, as well as the principles of economic feasibility of the appropriate measures implementation.

The ten-year GTS development plan consists of the following sections:

section I - description of the actual condition of TSO’s main gas infrastructure objects (funds, assets) and the necessary measures for their maintenance at the appropriate level in accordance with the regulatory procedures provided by the normative and technical documents for the next three years;

section II - description of measures aimed at gas transportation system development through the construction of new gas transportation system facilities, including new construction, reconstruction, overhaul, technical re-equipment (new connections, investments, etc.) in the next ten years at the expense of planned investments;

section III - the first year development plan activities description (investment program), indicating the planned activities and costs in the specified period;

section IV – plan for the second - the third planned years of the ten-year

розділ IV - план заходів на другий - третій плановані роки десятирічного плану розвитку із зазначенням потреби в інвестиціях для його виконання;

розділ V - план заходів на четвертий - десятий плановані роки десятирічного плану розвитку із зазначенням потреби в інвестиціях для його виконання.

2. Розділ I плану розвитку має включати опис фактичного стану основних об'єктів газотранспортної системи та матеріально-технічного оснащення оператора газотранспортної системи і необхідних заходів для їх підтримання на належному рівні відповідно до регламентних процедур, передбачених нормативно-технічними документами, на наступні три роки. При цьому зазначені заходи мають містити прогнозовані витрати на їх реалізацію.

Узагальнений технічний стан об'єктів газових мереж, транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів, приладів контролю та діагностики, комп'ютерної техніки газотранспортного підприємства та запланованих заходів подається за формою, наведеною в додатку 2 до цього Кодексу.

3. Розділ II плану розвитку має включати опис заходів, які направлені на розвиток газотранспортної системи за рахунок будівництва нових об'єктів газотранспортної системи, включаючи нове будівництво, реконструкцію, капітальний ремонт, технічне переоснащення (нові приєднання, інвестиції тощо), у наступні десять років за рахунок планових інвестицій.

4. На підставі даних розділів I та II плану розвитку оператор газотранспортної системи формує розділ III плану розвитку (інвестиційну програму), що має включати опис заходів та необхідних витрат на перший рік плану розвитку, у розрізі таких розділів:

development plan, indicating the investments needs for its implementation;

section V – plan for the fourth - tenth planned years of the ten-year development plan, indicating the investments needs for its implementation;

2. The Section I of the development plan shall include description of actual condition of the main objects of the GTS, TSO’s material and technical equipment and the measures necessary to maintain them at the appropriate level in accordance with the regulatory procedures provided by the regulatory technical documents for the next three years. At the same time, these measures shall include planned costs for their implementation.

Generalized technical condition of gas networks objects, vehicles, special machines and mechanisms, control and inspection devices, gas transportation companys’ computer equipment and planned measures shall be submitted in the form provided in appendix 2 of this Code.

3. The Section II of the development plan shall include the activities description aimed at the GTS developing through the construction of new facilities of the GTS, including new construction, reconstruction, overhaul, technical re-equipment (new connections, investments, etc.) in the next ten years for costs of planned investments.

4. On the basis of the data of sections I and II of the development plan, the gas transmission system operator forms section III of the development plan (investment programme), which should include a description of measures and necessary expenses for the first year of the development plan, in terms of the following sections:

| Назва розділу | Name of section |
|---|---|
| I. Газопроводи | I. Gas pipelines |
| II. Компресорні станції | II. Compressor stations |
| III. Газорозподільні станції | III. Gas distribution stations |
| IV. Газовимірювальні станції і пункти | IV. Gas measurement stations and points |
| V. Протикорозійний захист газопроводів | V. Corrosion protection of gas pipelines |
| VI. Інше (експлуатація мереж) | VI. Other (networks operation) |
| VII. Модернізація та закупівля транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів | VII. Modernization and purchase of vehicles, special machines and mechanisms |
| VIII. Придбання приладів діагностики і обстеження та інших приладів | VIII. Purchase of diagnostic and examination devices and other devices |
| IX. Впровадження та розвиток інформаційних технологій | IX. Introduction and development of information technologies |
| X. Будівлі виробничого і адміністративного призначення | X. Industrial and administrative buildings |
| XI. Інше | XI. Other |

Фінансування заходів інвестиційної програми оператора газотранспортної системи планується ліцензіатом за рахунок таких джерел фінансування:

Financing of the investment programme measures of the gas transmission system operator is planned by the licensee at the expense of the following sources of financing:

амортизаційних відрахувань, передбачених відповідним тарифом оператора газотранспортної системи;

частини прибутку;

інших джерел, не заборонених законодавством, з обов`язковим обґрунтуванням та розшифруванням таких джерел.

5. Пояснювальна записка розділу III плану розвитку має передбачати:

опис переліку робіт, основного обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення та послуг, запланованих для виконання у плановану періоді, з розбивкою на етапи (квартали);

обґрунтування необхідності проведення заходів у запланований період;

обґрунтування та розрахунок джерел фінансування інвестиційної програми;

інформацію щодо техніко-економічної ефективності заходів інвестиційної програми, зокрема техніко-економічні показники відповідно до затвердженої проєктної документації та показники економічної ефективності;

обґрунтування щодо закупівлі транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів в інвестиційній програмі відповідно до форми, наведеної в розділі I додатка 3 до цього Кодексу;

інформацію щодо перехідних заходів (об’єктів незавершеного будівництва), період фінансування яких передбачається тривалістю понад 1 рік, відповідно до форми, наведеної в розділі II додатка 3 до цього Кодексу;

depreciation deductions provided for in the relevant tariff of the gas transmission system operator;

parts of profits;

other sources not prohibited by law, with obligatory justification and deciphering of such sources.

5. The explanatory note to the third section of the development plan should include:

description of list of works, main equipment, materials, hardware and software and services planned for implementation in the planned period, divided into stages (quarters);

justification of the need to implement the measures in the planned period;

justification and calculation of sources of financing of the investment programme;

information on the technical and economic efficiency of the investment programme measures, in particular technical and economic indicators in accordance with the approved project documentation and economic efficiency indicators;

justification for the purchase of vehicles, special machines and mechanisms in the investment programme in accordance with the form provided in section I of Annex 3 to this Code;

information on transitional measures (assests of unfinished construction), the financing period of which is expected to last more than 1 year, in accordance with the form provided in Section II of Annex 3 to this Code;

інформацію щодо проєктно-вишукувальних робіт, запланованих до виконання у плановану періоді, відповідно до форми, наведеної в розділі III додатка 3 до цього Кодексу.

information on design and survey works planned to be performed in the planned period, in accordance with the form provided in Section III of Annex 3 to this Code.

6. Заплановані заходи інвестиційної програми повинні бути підкріплені обґрунтувальними матеріалами до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, можуть містити цінові пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, накази про затвердження проєктної документації та зведені кошториси до відповідних проєктів, що передбачені заходами на планований період, а також інформацію щодо проведення експертизи проєктно-кошторисної документації.

6. The planned measures of the investment programme shall be supported by justification materials for the planned works and purchases of goods, which, in particular, may include price proposals (prices) of manufacturers or their official representatives in Ukraine, orders approving project documentation and consolidated estimates for relevant projects that provided by the measures for the planned period, as well as information on the examination of design and estimate documentation.

Вартість планованих заходів з реалізації об’єктів будівництва не може перевищувати затверджену кошторисну вартість будівництва, підтверджену відповідним висновком експертизи.

The cost of the planned measures for the implementation of construction projects may not exceed the approved estimated cost of construction, confirmed by the relevant expert opinion.

Заходи з проведення нового будівництва або реконструкції об'єктів газотранспортної системи включаються до плану розвитку за наявності необхідних для цього проєктів, розроблених та затверджених відповідно до вимог чинного законодавства.

Measures for the new construction or reconstruction of the GTS facilities are included in the development plan in case of existing of the projects necessary for this, developed and approved in accordance with the requirements of the current legislation.

Оператор газотранспортної системи може передбачити у плані розвитку на перший рік кошти для розробки проєктів на реалізацію робіт, що заплановані до виконання в майбутніх періодах.
Ціни закупівель, які застосовуються при формуванні плану розвитку на перший рік, є орієнтовними. Остаточна ціна закупівель визначається оператором газотранспортної системи на конкурентних засадах відповідно до вимог чинного законодавства про здійснення закупівель, у тому числі Закону України "Про публічні закупівлі".

The TSO may provide in development plan the first year costs of projects development for the implementation of works, that are scheduled for realization in the future periods.
Purchase prices that are used when forming a development plan for the first year are indicative. The final purchase price is determined by the TSO on a competitive basis in accordance with the requirements of the current procurement law, including the Law of Ukraine "On Public Procurement".

7. План розвитку газотранспортної системи на 20__ – 20__ роки оператора газотранспортної системи на перший рік (інвестиційна програма на 20__ рік) має містити план заходів на перший рік десятирічного плану розвитку газотранспортної системи за формою, наведеною в розділі IV додатка 3 до цього Кодексу, з деталізацією по кожному заходу та кожному виду робіт, а також з цифровим визначенням заходів за принципом наскрізної нумерації, починаючи з одиниці.

8. На підставі даних розділів I та II плану розвитку оператор газотранспортної системи формує розділ IV плану розвитку газотранспортної системи на 20__ - 20__ роки газотранспортного підприємства на другий - третій роки плану розвитку з деталізацією по кожному заходу та кожному виду робіт та їх фінансуванням на кожний рік запланованого періоду за формою, наведеною в додатку 5 до цього Кодексу.

Пояснювальна записка розділу IV плану розвитку має передбачати:

опис переліку робіт, основного обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення та послуг, запланованих для виконання у прогнозованому періоді, з розбивкою на етапи (1 рік);

обґрунтування необхідності проведення робіт у запланований період та прогнозовані джерела фінансування.

9. На підставі даних розділів I та II плану розвитку оператор газотранспортної системи формує розділ V плану розвитку газотранспортної системи на 20__ - 20__ роки газотранспортного підприємства на четвертий - десятий роки плану розвитку у розрізі укрупнених заходів та їх фінансування на кожний рік запланованого періоду за формою, наведеною в додатку 6 до цього Кодексу.

10. На підставі даних розділів III, IV та V плану розвитку оператор газотранспортної системи надає зведену інформацію щодо заходів

7. The gas transmission system development plan for 20__ - 20__ years of the gas transmission system operator for the first year (investment programme for 20__ years) shall contain an action plan for the first year of the ten-year network development plan in the form given in section IV of Annex 3 to this Code with detailing by each measure and each type of work, as well as with the digital definition of measures on the principle of end-to-end numbering, starting with one.

8. Based on the data of sections I and II of the development plan, the TSO forms the section IV of the GTS development plan for the 20____ - 20____ years of the gas transportation company for the second - third year of the development plan including details of each measure and each type of works and their financing for each year of the planned period in the form provided in Annex 5 to this Code.

An explanatory note to the section IV of the development plan shall include:

a descriptions of list of works, main equipment, materials, hardware and software and services scheduled for implementation in the forecast period, divided by stages (1 year);

justification of the necessity of conducting works in the planned period and the forecasted sources of financing.

9. Based on the data from sections I and II of the development plan, the TSO forms the section V of the GTS development plan for the period from the 20____ to the 20____ years of the gas transportation company for the fourth to the tenth year of the development plan in the context of the enlarged measures and their financing for each year of the planned period in the form, given in Annex 6 to this Code.

10. Based on the data of sections III, IV and V of the development plan, the gas transmission system operator shall provide summary information on the measures of the ten-year netowork development plan in the form given

десятирічного плану розвитку газотранспортної системи за формою, наведеною в додатку 7 до цього Кодексу.

11. План розвитку формується із зазначенням обсягу фінансування без урахування податку на додану вартість.

Числова інформація у плані розвитку та звітах щодо його виконання зазначається в тисячах гривень без десяткових знаків.

12. Сторінки плану розвитку нумеруються, прошнуровуються, кількість прошнурованих аркушів завіряється підписом керівника оператора газотранспортної системи або уповноваженою ним особою та скріплюється печаткою оператора газотранспортної системи (за наявності).

Матеріали, які надаються як обґрунтування розділів плану розвитку, повинні бути підписані керівником оператора газотранспортної системи або уповноваженою ним особою та скріплені печаткою (за наявності).

## 4. Порядок подання, розгляду та затвердження плану розвитку

1. План розвитку на наступні 10 років подається оператором газотранспортної системи Регулятору щороку до 31 жовтня року, що передує плановому періоду, з урахуванням вимог Порядку проведення відкритого обговорення проєктів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 червня 2017 року № 866, у частині схвалення/затвердження інвестиційних програм/планів розвитку та змін до них.

Оператор газотранспортної системи забезпечує достовірність наданої Регулятору інформації.

in Annex 7 to this Code.

11. The development plan is formed with an indication of the amounts of financing excluding VAT.

Numerical information in the development plan and reports on its execution is indicated in thousands UAH without decimal digits.

12. Pages of the development plan are enumerated, stringed together, the number of stringed sheets is certified by the signature of the head of the TSO or his authorized representative and affixed by the stamp of the TSO (if any).

Materials provided as a justification of the sections of development plan must be signed by the head of the TSO or its authorized person and sealed (if any).

## 4. The order of the development plan’s presentation, review and approval

1. The development plan for the next 10 years shall be submitted by the gas transmission system operator to the Regulator by 31 October of the year preceding the planned period, taking into account the requirements of the Procedure for open discussion of draft decisions of the National Energy and Utilities Regulatory Commission approved by the NEURC Resoultion of 30 June 2017 No. 866, in terms of approval of investment programmes/development plans and amendments to them.

The gas transmission system operator shall ensure the accuracy of the information provided to the Regulator.

З метою інформування громадськості проєкт плану розвитку газотранспортної системи оприлюднюється оператором газотранспортної системи шляхом розміщення на своєму офіційному вебсайті в мережі Інтернет до дати подання плану розвитку на затвердження Регулятору.

2. Під час розгляду поданих документів та/або додаткових пояснень та обґрунтувань Регулятор може проводити робочі зустрічі з уповноваженими представниками суб'єкта господарювання.

3. У разі встановлення невідповідності плану розвитку вимогам цього Кодексу та/або наявності в Регулятора зауважень (уточнень, пропозицій) до плану розвитку чи необхідності уточнення окремих його складових Регулятор протягом 30 календарних днів письмово повідомляє оператора газотранспортної системи про наявні зауваження або необхідність уточнення окремих складових плану розвитку.

У разі отримання від Регулятора письмових зауважень (уточнень, пропозицій) до плану розвитку оператор газотранспортної системи зобов'язаний упродовж 30 календарних днів з дня отримання таких зауважень (уточнень, пропозицій) надати відповідні пропозиції, додаткові пояснення та обґрунтування. У такому разі план розвитку повторно розглядається Регулятором після подання оператором газотранспортної системи плану розвитку газотранспортної системи, доопрацьованого з урахуванням зауважень (уточнень, пропозицій).

4. У разі відсутності у Регулятора зауважень до плану розвитку питання про затвердження плану розвитку оператора газотранспортної системи виносяться на засідання Регулятора, яке проводиться у формі відкритого слухання.

5. Якщо під час розгляду плану розвитку на засіданні Регулятора, що проводиться у формі відкритого слухання, виникають питання щодо недостатності обґрунтування окремих заходів плану розвитку, Регулятор або оператор газотранспортної системи може ініціювати проведення їх

In order to inform the public, the draft gas transmission system development plan shall be published by the gas transmission system operator by posting on its official website on the Internet before the date of submission of the development plan for approval by the Regulator.

2. During the consideration of the submitted documents and/or additional explanations and justifications, the Regulator may hold working meetings with the authorized representatives of the business entity.

3. In case of non-compliance of the development plan with the requirements of this Code and/or the Regulator has comments (clarifications, proposals) to the development plan or the need to clarify some of its components, the Regulator shall notify the gas transmission system operator in writing within 30 calendar days on the available remarks or the need to clarify certain components of the development plan.

In case of obtaining of comments in written from the Regulator (clarifications, proposals) to the development plan, the gas transmission system operator is obliged to provide appropriate proposals, additional explanations and justifications within 30 calendar days from the date of receipt of such comments (clarifications, proposals). In this case, the development plan is reconsidered by the Regulator after the gas transmission system operator submits a gas transmission system development plan, revised taking into account comments (clarifications, proposals).

4. If the Regulator has no comments on the development plan, the issues of approval of the development plan of the gas transmission system operator shall be submitted to the meeting of the Regulator, which shall be held in the form of an open hearing.

5. If during the examination of the development plan at the meeting with the Regulator, which is conducted in the form of an open discussion, doubts about the inadequacy of the justification of the individual development plan activities arise, the Regulator or the TSO may initiate their examination. In

експертизи. У такому разі розгляд плану розвитку зупиняється на період, необхідний для проведення такої експертизи, про що Регулятор письмово повідомляє оператора газотранспортної системи протягом п'яти робочих днів з дня прийняття рішення Регулятором про необхідність проведення такої експертизи.

За результатами експертизи спірні питання повторно розглядаються Регулятором.

6. У разі прийняття Регулятором рішення на засіданні, яке проводиться у формі відкритого слухання, про необґрунтованість окремих заходів плану розвитку ці заходи виключаються з плану розвитку. При цьому кошти, передбачені на їх фінансування, перерозподіляються на інші заходи відповідно до цифрового пріоритету у плані розвитку.

7. Затверджений Регулятором план розвитку оформлюється оператором газотранспортної системи у двох примірниках. Протягом семи календарних днів один примірник надається Регулятору, другий залишається в оператора газотранспортної системи.

Електронна форма затвердженого Регулятором плану розвитку оприлюднюється оператором газотранспортної системи шляхом розміщення на своєму офіційному вебсайті протягом десяти робочих днів з дня прийняття рішення Регулятором про затвердження плану розвитку та зберігається на ньому не менше трьох років.

Після прийняття рішення Регулятором про затвердження плану розвитку проєктна документація та обґрунтовуючі матеріали, які додавалися до нього оператором газотранспортної системи, а також робочі примірники плану розвитку повертаються оператору газотранспортної системи для зберігання та використання в роботі та мають бути надані Регулятору за його запитом для виконання покладених на нього завдань.

На титульній сторінці всіх примірників затвердженого плану розвитку газотранспортної системи вказуються реквізити документів, якими план

such a case, the consideration of the development plan shall be suspended for the period necessary for such an examination, on which the Regulator shall notify the TSO in written form within five working days from the date of the Regulator’s decision on the need for such an examination.

As a result of the examination, the controversial questions shall be re-examined by the Regulator.

6. If the Regulator approves a decision at a meeting, which takes place in the form of an open discussion, on the baselessness of certain measures of the development plan, these measures are excluded from the development plan. At the same time, the funds provided for their financing are redistributed to other measures in accordance with the digital priority in the development plan.

7. The development plan approved by the Regulator shall be issued by the TSO in two copies. During seven calendar days, one copy is given to the Regulator, the second one remains at the TSO.

The electronic form of the development plan approved by the Regulator shall be published by the TSO by publishing on its official website within ten working days from the date of the Regulator’s development plan approval decision and stored thereon for at least three years.

After the Regulator’s decision of the development plan approval has been made, the project documentation and justification materials added to it by the TSO, as well as working copies of the development plan, shall be returned to the TSO for storage and use at work and to be provided to the Regulator at his request for the execution of tasks assigned to him.

On the title page of all copies of the approved GTS development plan, the details of the documents, with which the development plan has been

розвитку затверджений відповідно до статуту ліцензіата та затверджений Регулятором. Зазначені відмітки підписуються керівником ліцензіата або уповноваженою ним особою та скріплюються печаткою (за наявності).
Сторінки плану розвитку газотранспортної системи нумеруються, прошнуровуються, кількість прошнурованих аркушів завіряється підписом керівника ліцензіата або уповноваженою ним особою та скріплюється печаткою (за наявності).
8. Зміни до плану розвитку розглядаються Регулятором у порядку, передбаченому цією главою.

При поданні змін до інвестиційної програми затвердженого плану розвитку оператор газотранспортної системи надає Регулятору:

1) зведену інформацію щодо змін до інвестиційної програми затвердженого плану розвитку газотранспортної системи за формою, наведеною в розділі I додатка 8 до цього Кодексу;

2) пропозиції щодо змін до інвестиційної програми на 20__ рік затвердженого Плану розвитку газотранспортної системи Оператора газотранспортної системи на 20__ - 20__ роки за формою, наведеною в розділі II додатка 8 до цього Кодексу;

3) зміни до інвестиційної програми на 20___ рік (перелік заходів) Оператора газотранспортної системи за формою, наведеною в розділі III додатка 8 до цього Кодексу.

## 5. Виконання плану розвитку

1. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний виконувати затверджений Регулятором план розвитку в повному обсязі відповідно

approved in accordance with the licensee's statute and approved by the Regulator, shall be written. These marks are signed by the head of the licensee or his authorized person and sealed (if available).

The development plan pages are enumerated, stringed together, the number of stringed sheets shall be certified by the signature of the head of the licensee or his authorized representative and sealed (if available).

8. Changes to the development plan shall be reviewed by the Regulator in the order provided for by this chapter.

When submitting amendments to the investment programme of the approved development plan, the gas transmission system operator shall provide the Regulator with:

1) summary information on amendments to the investment programme of the approved development plan of the gas transmission system in the form specified in Section I of Annex 8 to this Code;

2) proposals for amendments to the investment programme for 20__ years of the approved Gas Transmission System Development Plan of the Gas Transmission System Operator for 20__ - 20__ years according to the form specified in Section II of Annex 8 to this Code;
3) amendments to the investment programme for 20___ years (list of measures) of the Gas Transmission System Operator in the form specified in Section III of Annex 8 to this Code.

## 5. Development plan implementation

1. The TSO is obliged to implement the development plan approved by the Regulator in full according to the planned stages, volumes of works in quantitative terms and amounts of financing in value terms.

до запланованих етапів, обсягів робіт у кількісному вираженні та обсягів фінансування у вартісному вираженні.

Виконання інвестиційної програми має здійснюватися відповідно до затверджених джерел за кожним заходом.

The implementation of the investment program should be carried out in accordance with the approved sources for each measure.

2. Виконаними вважаються об'єкти, які введені в експлуатацію відповідно до вимог чинного законодавства, прийняті на баланс та щодо яких здійснено повне фінансування.

2. Assets considered to be performed if put into operation in accordance with the requirements of the current legislation, included in the balance sheet and on which full financing has been made.

Заходи, які мають перехідний характер, вважаються виконаними, якщо по них складено акти виконаних робіт згідно з умовами відповідного договору (та здійснено оплату).

Measures of a transitional nature are considered to be fulfilled if the reports of completion are drawn up for them, in accordance with the terms of the respective contract (and payment has been made).

3. При зміні (збільшенні або зменшенні) вартості виконання заходів, передбачених затвердженим планом розвитку, до 5 (п'яти) відсотків оператор газотранспортної системи може самостійно зробити перерозподіл фінансування між цими заходами в межах одного розділу за умови незмінності фізичних обсягів цих заходів.

3. When changing (increasing or decreasing) the cost of measures implementing provided for by the approved development plan to 5 (five) percent, the TSO may independently make a financing redistribution between these activities within the same section, provided that the physical volumes of these measures are not changed.

4. У разі недофінансування заходів плану розвитку, запланованих на перший рік, з причин, незалежних від оператора газотранспортної системи, першочергово забезпечується фінансування заходів з будівництва, модернізації і реконструкції трубопроводів та споруд на них і заходів зі зниження виробничо-технологічних витрат та втрат природного газу. При цьому оператор газотранспортної системи може продовжити фінансування цих заходів до 20 числа місяця, наступного після закінчення періоду дії першого року плану розвитку, за рахунок коштів, отриманих як джерело фінансування плану розвитку наступного періоду.

4. In case of the lack of financing for the development plan for the first year, for reason beyond the control of the TSO, the priority for financing shall be the measures of the pipelines and facilities construction, modernization and reconstruction pipelines and facilities on them and measures to reduce natural gas production and technological costs and losses of natural gas. In this case, the TSO may continue financing these measures by the 20th day of the month following the period of the first year of the development plan expiration, at the expense of funds received as a source of financing for the development plan of the next period.

5. Оператор газотранспортної системи має право протягом планованого періоду звернутися до Регулятора з пропозицією щодо внесення змін до затвердженого плану розвитку з наданням відповідного обґрунтування.

6. У випадку фактичного збільшення надходження коштів відповідно до визначених джерел фінансування оператор газотранспортної системи ініціює процедуру внесення відповідних змін до плану розвитку в порядку, визначеному цим Кодексом, у частині збільшення джерел фінансування та доповнення запланованих заходів.

При збільшенні вартості заходів, яке відбулося в період між розробкою кошторисної документації заходів плану розвитку та прийняттям в експлуатацію цих заходів, на більше ніж фактичний індекс інфляції за відповідний період Регулятор або оператор газотранспортної системи може ініціювати проведення експертизи зазначених заходів.
7. Профінансованими вважаються заходи плану розвитку, щодо яких здійснено фактичну оплату грошовими коштами.

Об'єкти (заходи), які були профінансовані оператором газотранспортної системи, але не передбачені планом розвитку, не враховуються як виконання плану розвитку.

## 6. Порядок надання звітної інформації щодо виконання плану розвитку

1. Звітна інформація щодо виконання заходів першого планованого року плану розвитку газотранспортної системи оператора газотранспортної системи, оформлена згідно з додатком 9 до цього Кодексу, в електронній формі та на паперових носіях надається Регулятору щокварталу наростаючим підсумком не пізніше 28 числа місяця, наступного за звітним періодом, та за підсумками року не пізніше 25 лютого року, наступного за звітним періодом, до моменту повного виконання інвестиційної програми та/або проведення заходу державного контролю.

5. The gas transmission system operator has the right to apply to the Regulator during the planned period with a proposal to amend the approved development plan with the provision of appropriate justification.

6. In case of funds income's actual increase according to certain sources of financing, the TSO initiates the procedure for making appropriate amendments to the development plan in the order determined by this Code in terms of increasing funding sources and delivering the planned activities.

With the increase in the cost of the activities that took place between the development of the estimated documentation for activities of development plan and the acceptance into operation of these measures at more than the actual inflation index for the relevant period, the Regulator or the TSO may initiate an examination of the above measures.

7. Funded measures of the development plan are considered to be the activieties for which the actual payment of funds has been made.

The assets (measures) that were financed by the TSO, but not provided for by the development plan, are not taken into account as the implementation of the development plan.

## 6. The procedure for reporting information on the development plan implementation

1. Reporting information on the implementation of the first planned year of the gas transmission system development plan of the gas transmission system operator, prepared in accordance with Annex 9 to this Code, in electronic form and on paper shall be provided to the Regulator on a quarterly basis no later than the 28th day of the month following the reporting period and at the end of the year no later than February 25 of the year following the reporting period, until the moment of full implementation of the investment programme and/or the state control

Сторінки звіту щодо виконання плану розвитку нумеруються, прошнуровуються, кількість прошнурованих аркушів завіряється підписом керівника оператора газотранспортної системи або уповноваженої ним особи та скріплюється печаткою оператора газотранспортної системи (за наявності).
У разі неповного виконання плану розвитку до звіту надається пояснювальна записка щодо причин неповного виконання.

Електронна форма звіту щодо виконання плану розвитку на перший рік (інвестиційної програми) оприлюднюється ліцензіатом шляхом розміщення на своєму офіційному вебсайті в мережі Інтернет щокварталу не пізніше 28 числа місяця, наступного за звітним періодом, та за підсумками року не пізніше 25 лютого року, наступного за звітним періодом, та зберігається на ньому не менше трьох років.

2. Контроль за виконанням оператором газотранспортної системи плану розвитку здійснюється Регулятором шляхом аналізу звітної інформації щодо виконання плану розвитку та проведення Регулятором планових і позапланових перевірок діяльності оператора газотранспортної системи.

measure.
The pages of the report on the implementation of the development plan are numbered, bound, the number of bound sheets is certified by the signature of the head of the gas transmission system operator or his/her authorized person and sealed by the gas transmission system operator (if available).

In case of incomplete implementation of the development plan, an explanatory note on the reasons for incomplete implementation shall be provided together with the report.
The electronic form of the investment program implementation report for first year shall be made public by the licensee by publishing it on its official website on the Internet quarterly no later than the 28th day of the month following the reporting period, and no later than the 25th of February of the year following the reporting period on the year results, and shall be kept on it is at least three years.

2. The implementation of the TSO development plan control is carried out by the Regulator by analyzing the reporting information on the development plan implementation and the scheduled and unscheduled inspections of the TSO operation conducting by the Regulator.

## VI. ТЕХНІЧНІ УМОВИ ДОСТУПУ ТА ПОРЯДОК ПРИЄДНАННЯ ДО ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ

### 1. Загальні умови

1. Суб'єкти ринку природного газу (замовники приєднання) мають рівні права на приєднання власних об'єктів будівництва або існуючих об'єктів до об'єктів газотранспортної системи відповідно до цього розділу.

## VI. TECHNICAL CONDITIONS OF ACCESS AND PROCEDURE OF CONNECTION TO THE GAS TRANSMISSION SYSTEM.

### 1. General provisions.

1. Natural gas market entities (connection Users) shall have equal rights to connection of their own construction facilities or existing facilities to gas transmission system facilities, according to the requirements of this Chapter.

2. Приєднання об'єктів (у тому числі тих, які плануються збудувати) замовника приєднання до газотранспортної системи є нестандартним приєднанням.

3. Замовники приєднання мають право приєднатися до газотранспортної системи у випадку:

відмови оператором газорозподільної системи замовнику приєднання у зв'язку з відсутністю або недостатністю вільної потужності;

якщо замовник приєднання є газодобувним підприємством, який приєднує об'єкти видобутку/виробництва природного газу (біогазу);

якщо замовник приєднання є оператором газорозподільної системи, межа території ліцензійної діяльності якого максимально наближена до точки приєднання;

якщо тиск, необхідний для забезпечення потреб замовника, перевищує 1,2 МПа.

4. Об'єкти (установки) газовидобувних підприємств, які мають намір приєднатися з метою передачі видобутого/виробленого ними газу до газотранспортної системи, приєднуються з урахуванням того, що видобутий/вироблений ними газ у місці його передачі до газотранспортної системи за своїми фізико-хімічними характеристиками має відповідати стандартам на природний газ, визначеним цим розділом. При цьому місце передачі газу має бути обладнано пристроями, які на безперервній основі забезпечують контроль фізико-хімічних показників газу (зокрема потоковий хроматограф, вимірювач температури точки роси тощо), з можливістю дистанційного їх контролю, передачі даних та відключення подачі неякісного газу до газотранспортної системи.

5. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний за зверненням замовника приєднання забезпечити приєднання його об'єкта будівництва (у т. ч. об'єкта, який планується збудувати на земельній ділянці, що знаходиться у власності чи користуванні замовника) або існуючого об'єкта до газотранспортної системи за умови дотримання технічних норм та стандартів безпеки та за умови виконання замовником приєднання вимог цього Кодексу та чинного законодавства України.

2. Connection of facilities (including those which are planned for construction) of the connection client to the gas transmission system shall be a non-standard connection.

3. Connection Users have a right to connect to the gas transmission system in case of:

Refusal of the gas DSO to the connection client in connection with unavailability or inadequate free capacities;

If the connection client is a gas producer, which connects natural gas (biogas) production/extraction facilities;

if the connection client is the gas DSO, boundary of whose territory of licenced activity is in the closest proximity to the connection point;

If the pressure, necessary to meet the client’s demands, exceeds 1.2 mPa.

4. Facilities (installations) of gas producers that intend to connect to the gas transmission system for the purposes of delivery of gas, extracted/produced by them, shall be connected considering that the gas extracted/produced by them at the place of its delivery to the gas transmission system by its physical and chemical properties shall meet the standards of natural gas, specified by this Chapter. Along with this, place of gas delivery shall be equipped with devices, which continuously provide for control of physical and chemical properties of gas (in particular, flow chromatograph, dew point temperature measuring device, etc.), with a possibility of their remote control, data transfer and disconnection of supply of non-quality gas to the gas transmission system.

5. Pursuant to the connection client’s application, TSO shall ensure connection of its construction facility (including the facility, which is planned for construction on a land parcel that is owned or used by the client) or of the existing facility to the gas transmission system, on condition of compliance with technical norms and safety standards and on condition of fulfillment by the connection client of requirements of this Code and applicable legislation of Ukraine.

6. Оператор газотранспортної системи розміщує на своєму вебсайті інформацію щодо приєднання до газотранспортної системи.
7. Оператор газотранспортної системи може відмовити в приєднанні об'єкта замовника до газотранспортної системи за відсутності або недостатності вільної потужності в певній точці чи ділянці газотранспортної системи, замовленої для приєднання, або зупинити приєднання у випадку порушення замовником порядку приєднання, визначеного цим розділом. Копія відмови оператора газотранспортної системи в приєднанні об'єкта замовника до газотранспортної системи протягом п'яти робочих днів подається Регулятору.
8. Величина вільної потужності для забезпечення технологічного доступу (резерв потужності) у певній точці/ділянці газотранспортної системи визначається як різниця між технічною потужністю в цій точці/дільниці газотранспортної системи та величиною потужності, яка зарезервована технічними умовами та договорами на приєднання до газотранспортної системи в цій точці/ділянці газотранспортної системи. Величина вільної потужності для забезпечення технологічного доступу (резерв потужності) є частиною технічної потужності, право користування якою не надане іншим замовникам та суб'єктам ринку природного газу.

6. TSO shall post on its web site the information regarding connection to the gas transmission system.
7. TSO may refuse to connect the network user's facility to the gas transmission system providing unavailability or insufficiency of free capacities at a certain point or section of the gas transmission system, ordered for connection, or to halt connection if the customer violates the connecting procedure, as outlined in this Chapter. Copy of the TSO's refusal to connect the client's facility to the gas transmission system shall be submitted to the Regulator within five working days.

8. Value of free (available) capacity to ensure technological access (capacity reserve) at a certain point/section of the gas transmission system shall be determined as a difference between the technical capacity at this point/section of the gas transmission system and value of capacity, booked by technical specifications and agreements on connection to the gas transmission system at this point/section of the gas transmission system. Value of free capacity to ensure technological access (capacity reserve) shall be a part of technical capacity, the right to use whereof has not been granted to other Users and natural gas market entities.

У разі відсутності технічної можливості приєднатися до існуючої точки газотранспортної системи або відсутності вільної потужності для приєднання, оператор газотранспортної системи визначає умови приєднання до нової точки, яка буде розташована якомога ближче до первісно запитуваної точки приєднання, приймаючи до уваги оптимізацію витрат та доцільність технологічних рішень.
9. Приєднання об'єктів замовника оператором газотранспортної системи здійснюються на підставі договору на приєднання, який передбачає, зокрема:
права та обов'язки сторін;
строки та умови виконання приєднання;

In case of unavailability of a technical possibility to make connection to the existing point in the gas transmission system or unavailability of a free capacity for connection, the TSO shall determine the conditions of connection to a new point, located as close as possible to the initial requested connection point, taking into account the cost optimization and expediency of technological solutions.
9. Connection of client's facilities by the TSO shall be carried out on the basis of an agreement on connection, which envisages, in particular:

rights and obligations of the parties;
terms and conditions of connection works;

період обов'язкового виконання договору приєднання, а також умови його розірвання;
відповідальність сторін за невиконання або неналежне виконання умов договору приєднання, у тому числі порушення передбачених строків виконання робіт;
розмір або спосіб визначення оплати за приєднання, а також терміни внесення оплати окремими частинами (за необхідності);
обсяг робіт, необхідних для виконання приєднання (технічний нагляд, підключення об'єкта замовника до газотранспортної системи, підключення, вартість стравленого газу тощо);
умови одержання доступу до об'єктів, що належать суб'єкту приєднання, з метою будівництва або розширення мережі, необхідної для виконання приєднання;
умови та спосіб, визначені замовником (власність (у тому числі шляхом купівлі-продажу), користування, господарське віддання, експлуатацію), передачі об'єктів газотранспортної системи оператору газотранспортної системи.
10. За необхідності реконструкції чи технічного переоснащення вже підключеного до газотранспортної системи об'єкта, у тому числі в результаті зміни форми власності чи власника цього об'єкта, коли виникає необхідність збільшення технічної потужності в точці приєднання або її перенесення, з новим чи діючим власником об'єкта має бути укладений новий договір приєднання відповідно до умов цього Кодексу.
11. Підключення до газотранспортної системи здійснюється виключно оператором газотранспортної системи.

## 2. Порядок приєднання об’єктів замовників до газотранспортної системи.

1. Для приєднання об'єкта будівництва або існуючого об'єкта до газотранспортної системи їх власник або користувач (замовник

the connection contract fulfillment deadline and conditions for its cancellation;
responsibilities of the parties for non-observance or inappropriate fulfillment of the agreement on connection, including for the delay in timeframes for the performance of works;
amount and method of determination of payment for connection, as well as timeframes for making a payment by installments (as necessary);
scope of necessary works to perform the connection (technical supervision, connection of the customer’s facility to the gas transmission system, connection, cost of bleeded gas, etc.),
conditions of access to the facilities belonging to the connection customer in order to construct or expand the network, necessary for the connection;

conditions and method ( ownership (including purchase and sale), use, economic control, operation) of transfer transmission system facilities to the TSO determined by the customer.

10. If there is a need for reconstruction or upgrade of a facility already connected to the gas transmission system, including if as a result of a change of a form of ownership or owner of that facility there arises a need to enhance technical capacities at the point of connection or its displacement, a new agreement on connection shall be concluded with the new or existing owner of the facility in compliance with terms and conditions of this Code.

11. Connection to the gas transmission system shall be carried out exclusively by the TSO.

## 2. Procedure of connection of Users’ facilities to the gas transmission system.

1. To connect the construction facility or the existing facility to the gas transmission system, their owner or user (connection client) shall apply to the TSO with the respective application, drawn up in an arbitrary form, to which the following shall be attached:

приєднання) звертається до оператора газотранспортної системи із відповідною заявою, складеною у довільній формі, до якої додаються:

заповнений опитувальний лист за формою оператора газотранспортної системи, у якому зазначаються технічні параметри об'єкта замовника, що має приєднатися до газотранспортної системи;

копії документів, що підтверджують існування у замовника приєднання прав власності чи користування на об'єкт, що планується до приєднання, або на земельну ділянку, де планується збудувати такий об'єкт;

копії документів замовника, що підтверджують повноваження представника на право укладання договору на приєднання.

На вимогу оператора газотранспортної системи вказані документи пред'являються для огляду в оригіналі. Оператор газотранспортної системи не має права вимагати від замовника приєднання документи, що не передбачені в пункті 1 цієї глави.

2. Якщо дані в опитувальному листі чи поданих документах потребують уточнення або визначені не в повному обсязі та/або в ситуації, коли найближче місце забезпечення потужності знаходиться на ділянці газотранспортної системи, яка використовується оператором газотранспортної системи за договором із її власником та потребує узгодження з ним нових приєднань, оператор газотранспортної системи повинен протягом 5 (п'яти) робочих днів з дня реєстрації заяви про приєднання надіслати замовнику письмовий запит щодо уточнення даних та/або надання замовником оригіналу документа, який підтверджує згоду власника газових мереж на приєднання об'єкта замовника. При цьому встановлений пунктом 3 цієї глави строк видачі дозволу на приєднання, проєкту договору на приєднання та технічних

filled out questionnaire as per the template of the TSO, wherein technical characteristics of the customer's facility to be connected to the gas transmission system shall be indicated;

copies of documents, which establish the customer's title or a right to use the facility, planned for connection, or to a land parcel, where such a facility is planned for construction;

copies of client's documents, which confirm powers of a representative to conclude an agreement on connection.

At the request of the TSO the original copies of these documents shall be presented for consideration. The TSO is not entitled to demand from the customer of connection any documents that are not provided for in Article 1 of this chapter.

2. If the data in the questionnaire or submitted documents need to be clarified or are not defined in full, and/or in a situation when the nearest place to ensure capacity is located on the section of the gas transmission system, which is used by the TSO under a contract with its owner and new connections must be agreed therewith, the TSO must, within five (5) business days from the date of registration of the application for connection, send to the customer a written request for clarification of data and/or provision by the customer of an original document confirming the consent of the owner of gas networks to connect the customer's facility. The time period for issuing permission for connection, draft of connection agreement, and the technical specifications for connection established in Article 3 of this Chapter, shall be suspended while verifying the data. The request for clarification of data shall include an exhaustive list of remarks.

умов приєднання призупиняється на час уточнення даних. Запит щодо уточнення даних повинен включати вичерпний перелік зауважень.

Для приєднання об'єкта замовника до газових мереж, які не належать оператору газотранспортної системи, але підключені до його газотранспортної системи і які в результаті приєднання об'єкта замовника набудуть статусу газотранспортної системи, власник зазначених газових мереж має надати письмову згоду на приєднання об'єкта замовника до його газових мереж та підписати з оператором газотранспортної системи угоду (про наміри, меморандум тощо) про зобов'язання укласти з оператором газотранспортної системи перед пуском газу на об'єкт замовника один із договорів на користування газових мереж (господарського відання, користування чи експлуатації) або передати у власність.

При відмові замовнику в приєднанні його об'єкта (у тому числі тих, які плануються збудувати) до газотранспортної системи оператор газотранспортної системи зобов'язаний протягом 5 (п'яти) робочих днів з дня реєстрації заяви про приєднання (або дати отримання уточнених даних) письмово повідомити про це замовника з відповідним обґрунтуванням такого рішення. Копія письмової відмови в приєднанні в цей самий термін має бути передана в територіальний орган Регулятора за місцезнаходженням точки забезпечення потужності.

3. За відсутності зауважень до поданих документів або після їх усунення оператор газотранспортної системи протягом 10 (десяти) робочих днів з дня реєстрації заяви про приєднання (або дати усунення зауваження) на підставі даних опитувального листа, поданих документів та параметрів місця забезпечення потужності та точки приєднання надає замовнику (у визначений в опитувальному листі спосіб) відповідні рахунки щодо оплати вартості послуг з надання замовнику приєднання дозволу на приєднання, договору приєднання та технічних умов.

To connect the customer’s facility to the gas networks not owned by the TSO, but connected to its gas transmission system, and which as a result of connection of customer’s facility will receive the status of the gas transmission system, the owner of the said gas networks shall provide a written consent to the connection of the customer’s facility to its gas networks and to sign an agreement (letter of intent, memorandum, etc.) with the TSO on the obligation to conclude with the TSO one of the contracts for the use of gas networks (economic control, use or operation), or to transfer ownership for them prior to the gas-in to the customer’s facility.

In case of refusal to connect the customer’s facility (including those planned for construction) to the gas transmission system, the TSO shall, within five (5) business days from the date of registration of the application for connection (or from the date of receipt of verified data), inform the customer in writing about it providing an appropriate justification for such a decision. A copy of the written refusal of connection must be submitted to the territorial representative office of the regulator within the same time period at the location of the point of capacity provision.

3. In the absence of remarks to the documents submitted, or after their elimination, the TSO, within 10 (ten) business days from the date of registration of the application for connection (or the date of elimination of remarks) based on the data of the questionnaire, submitted documents, and parameters of the place of capacity provision and the connection point, shall provide the customer (in the method specified in the questionnaire) relevant invoices regarding the payment for the provision to the customer of connection services of the permit for connection, the connection agreement and of technical conditions.

Вартість надання замовнику приєднання дозволу на приєднання та технічних умов визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної систем, затвердженої Регулятором.

Після оплати замовником приєднання вказаних рахунків, оператору газотранспортної системи, оператор надає йому дозвіл на приєднання, проєкт договору приєднання в двох примірниках та технічні умови.

Після оплати замовником приєднання вказаних заходів оператор газотранспортної системи надає йому дозвіл на приєднання, проєкт договору приєднання у двох примірниках та технічні умови.

4. Після укладання договору на приєднання, виконавець проєктних робіт зовнішнього газопостачання, на підставі технічних умов приєднання, забезпечує:

отримання містобудівних умов та обмежень забудови земельної ділянки під газовими мережами зовнішнього газопостачання (за необхідності);

виконання інженерно-геодезичних вишукувань;

розробку та затвердження проєктно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання.

5. Проєктно-кошторисна документація на зовнішнє газопостачання об'єкта замовника має відповідати технічним умовам та передбачати весь комплекс робіт, пов'язаних з приєднанням (будівництвом та введенням в експлуатацію газових мереж зовнішнього газопостачання об'єкта замовника від місця забезпечення потужності до точки приєднання) та підключенням об'єкта замовника до газотранспортної системи, включаючи заходи з відновлення благоустрою, що було порушено в результаті будівництва.

The cost of issuing a permit for connection and technical specifications to the customer of connection shall be determined in accordance with the Methods for Determining Fees for Connection to the Gas Transmission System and Gas Distribution System, approved by the Regulator.

After the payment of the indicated invoices by the customer of connection to the TSO, operator grants permit for connection, two copies of the draft connection agreement and technical conditions.

After the payment of indicated measures, TSO grants a permit for connection, two copies of the draft connection agreement and technical conditions.

4. After the conclusion of the connection agreement, the implementing entity of design works of external gas supply, on the basis of the technical specifications for connection, shall ensure:

obtainment of town-planning specifications and restrictions on development of the land parcel under external gas supply networks (if necessary);

performance of engineering and geodetic surveys;

development and approval of designs and cost estimates for an external gas supply.

5. Designs and cost estimates for an of the customer’s facility shall comply with technical conditions and provide for a full range of works associated with the connection (construction and commissioning of the gas networks of external gas supply of customer’s facilities from the place of capacity provision to the connection point) and connection of the customer’s facility to the gas transmission system, including measures to restore the public amenities disturbed as a result of construction.

6. Якщо відповідно до даних опитувального листа оператора газотранспортної системи та поданих із заявою на приєднання документів замовник визначає оператора газотранспортної системи виконавцем будівельних робіт зовнішнього газопостачання (не залежно від виконавця проєктних робіт зовнішнього газопостачання), точка приєднання для замовника відповідно до договору на приєднання має визначатися на межі земельної ділянки замовника або за його згодою на території такої земельної ділянки. При цьому договір на приєднання має передбачати норму з відкладальною умовою щодо визначення вартості плати за приєднання та строку його виконання, які в подальшому визначаються окремою додатковою угодою, виходячи з обсягу робіт, передбачених проєктно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання.

7. Якщо виконавцем проєктних робіт зовнішнього газопостачання є замовник (у тому числі проєктна організація, обрана замовником), він погоджує проєктно-кошторисну документацію на зовнішнє газопостачання на її відповідність технічним умовам з оператором газотранспортної системи, після чого затверджує проєктно-кошторисну документацію та передає один її примірник оператору газотранспортної системи. Погодження проєктно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання здійснюється оператором газотранспортної системи у строк, що не перевищує 15 днів. У цей самий строк надається вичерпний перелік зауважень, якщо вони мають місце. Після усунення всіх зауважень проєктно-кошторисна документація вважається погодженою оператором газотранспортної системи.

Розмір витрат на заходи оператора газотранспортної системи з погодження проєктно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної систем, затвердженої Регулятором.

6. If, according to the data of the questionnaire of the TSO and other documents submitted together with the application for connection, the customer designates the TSO as a contractor of construction works of external gas supply (regardless of the contractor of design works of external gas supply), then the connection point for the customer in accordance with the connection agreement shall be determined on the boundary of the customer’s land parcel or, with the customer's consent, on the territory of such a land parcel. In this case the connection agreement shall envisage a norm with a suspensive condition with regard to determining the connection fee and the period of its implementation, which shall later be determined by a separate supplemental agreement based on the scope of works provided for in the designs and cost estimates for an external gas supply.

7. If the customer is the designer of external gas supply (including when a design organization has been selected by the customer), the customer shall approve the designs and cost estimates for the external gas supply for their compliance with the technical specifications with the TSO, and then shall approve the designs and cost estimates and hand over a copy of this documentation to the TSO. Endorsement of the designs and cost estimates for an external gas supply shall be carried out by the TSO within a period not exceeding 15 days. Within the same period of time the exhaustive list of comments shall be provided, if any. After elimination of all remarks, the designs and cost estimates shall be considered as endorsed by the TSO.

The expenses for the services of the TSO related to the approval of designs and cost estimates for an external gas supply shall be determined in accordance with the Methods for Determining Fees for Connection to the Gas Transmission and Gas Distribution Systems, approved by the Regulator.

8. У разі незгоди з вартістю робіт та/або роботами, передбаченими проєктно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання приєднання, сторона договору на приєднання може за свій рахунок та за узгодженням з іншою стороною ініціювати проведення незалежної експертизи проєктно-кошторисної документації. Результати експертизи залежно від її результатів зобов'язують замовника послуг приєднання внести відповідні зміни до проєктно-кошторисної документації та/або оператора газотранспортної системи погодити проєктно-кошторисну документацію.

9. Після отримання проєктно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання від замовника приєднання оператор газотранспортної системи протягом 10 (десяти) робочих днів направляє замовнику приєднання додаткову угоду до договору на приєднання, в якій визначає строк забезпечення приєднання та вартість плати за приєднання. Строк виконання робіт із забезпечення приєднання визначається із врахуванням строку виконання будівельно-монтажних та пусконалагоджувальних робіт, що мають відповідати строкам, передбаченим чинними будівельними нормами та правилами, та строків на закупівлю відповідних товарів, робіт і послуг і необхідних погоджень, передбачених проєктно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання, у тому числі на отримання містобудівних умов та обмежень під будівництво газових мереж зовнішнього газопостачання. Якщо розробником проєктно-кошторисної документації був не оператор газотранспортної системи, її вартість не включається в плату за приєднання.

10. Якщо на дату підготовки оператором газотранспортної системи технічних умов приєднання є необхідність створення оператором газотранспортної системи додаткової потужності в місці забезпечення потужності, необхідно виходити з такого:

технічні умови приєднання видаються замовнику з урахуванням розвитку газових мереж для створення резерву потужності у місці

8. In case of disagreement with the cost and/or the measures envisaged in the designs and cost estimates for the external gas supply, the party to the connection agreement may initiate an independent expert assessment of designs and cost estimates at its own expense and after agreement with the other party. The results of expert assessment, depending on its results, shall oblige the customer of connection services to make appropriate changes in the designs and cost estimates and/or the TSO - to agree on the designs and cost estimates.

9. After receiving the designs and cost estimates for the external gas supply from the customer of connection services, within 10 (ten) business days, the TSO shall send to the customer of connection services a supplementary contract to the connection agreement, wherein the deadline for providing connection and the cost of connection shall be determined. The duration of works to ensure connection shall be determined by taking into account the period of performance of construction, installation and commissioning works that must comply with the terms stipulated by the applicable construction norms and rules, and the term of purchase of relevant goods, works and services, and the necessary approvals, envisaged by the designs and cost estimates for the external gas supply, including obtainment of town-planning specifications and restrictions on the construction of external gas supply networks. If the designs and cost estimates were developed by an organization other than the TSO, its cost shall not be included into the connection fee.

10. If on the day of preparation of the technical specifications by the TSO there is a need to establish by the TSO an additional capacity at the point of capacity provision, it is necessary to proceed on the basis that:

technical specifications for connection are issued to the client taking into consideration the development of gas networks to create a capacity reserve at the points of capacity provision of the client, and the technical

забезпечення потужності замовника і в технічних умовах окремо зазначається величина загальної потужності та потужності, яка замовлена замовником приєднання;

необхідні витрати для виконання в повному обсязі робіт згідно з проєктно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання об'єкта замовника фінансуються за рахунок пропорційної участі замовників приєднання (у разі їх наявності) до того самого місця забезпечення потужності;

у технічних умовах приєднання наступних замовників місце забезпечення потужності має збігатися з місцем забезпечення потужності первинного замовника, для якого технічними умовами передбачено створення резерву потужності. При цьому в договорах на приєднання наступних замовників визначається їх пайова участь у компенсації витрат на створення резерву потужності.

11. Після визначення вартості приєднання у договорі на приєднання оператор газотранспортної системи у випадку, якщо в заяві на приєднання (опитувальному листі) замовник визначає оператора газотранспортної системи виконавцем будівельних робіт зовнішнього газопостачання, у термін (строк), визначений договором на приєднання, та з урахуванням графіка оплати замовника за договором забезпечує в установленому порядку:

оформлення земельних правовідносин під газовими мережами зовнішнього газопостачання;

отримання в установленому порядку дозвільних документів про початок будівельних робіт;

specifications separately state the total capacity and the capacity ordered by the connection client,

required expenditures to fully implement the works according to the designs and cost estimates on external gas supply of the client’s facility shall be financed at the cost of proportional participation of connection Users (if available) as far as the point of capacity provision,

in technical specifications for connection of subsequent Users, a place of capacity provision shall coincide with the place of capacity provision of the primary client, for whom the technical specifications envisage creation of a capacity reserve. Along with this, agreements on connection of subsequent Users shall define their participation share in compensating the costs of creation of the capacity reserve.

11. After the connection cost is determined in the connection agreement and if in the application for connection (questionnaire) the client identifies the TSO as the contractor of construction of external gas supply, within the period (time) specified in the connection agreement and taking into account the payment schedule of the client under the agreement, the TSO shall ensure the following in the established manner:

formalization of legal relations on the land lying under the gas networks of external gas supply;

obtainment of construction permits according to the established procedure;

construction and commissioning of newly constructed (reconstructed) gas networks of external gas supply;

будівництво та введення в експлуатацію новозбудованих (реконструйованих) газових мереж зовнішнього газопостачання;

встановлення в точці приєднання вузла обліку із забезпеченням його захисту від несприятливих погодних умов та несанкціонованого доступу;

відновлення об'єктів благоустрою, що були порушені в результаті будівництва;

реєстрацію права власності на збудовані газові мережі;

підключення газових мереж зовнішнього газопостачання в місці забезпечення потужності;

підключення до газотранспортної системи газових мереж внутрішнього газопостачання замовника в точці приєднання з урахуванням вимог цього Кодексу;

пуск газу на об'єкт замовника та укладання договору транспортування природного газу та технічної угоди з урахуванням вимог цього Кодексу.

12. Якщо в заяві на приєднання (опитувальному листі) замовник визначає виконавцем будівельних робіт зовнішнього газопостачання іншого (крім оператора газотранспортної системи) суб'єкта господарювання, точка приєднання для замовника відповідно до договору на приєднання та технічних умов приєднання визначається в існуючій газотранспортній системі оператора газотранспортної системи та співпадає з місцем забезпечення потужності (максимально до нього наближена). При цьому заходи, які забезпечуються оператором газотранспортної системи в рамках договору на приєднання, та плата за приєднання мають включати лише послуги з:

installation of a metering unit at the connection point with protection against bad weather conditions and unauthorized access;

restore the landscaping facilities damaged during the construction;

registration of a title to the constructed gas networks;

connection of gas networks of external gas supply at the place of capacity provision;

connection of the client’s gas networks of internal gas supply to the gas transmission system at the connection point in line with the requirements of this Code;

gas-in to the client’s facility and conclusion of an agreement on natural gas transmission and technical agreement in line with the requirements of this Code.

12. If in the connection application (questionnaire) the client identifies another business entity (except for the TSO) as a contractor of construction works of external gas supply, the connection point for the client, according to the connection agreement and technical specifications, shall be determined in the existing gas transmission system of the TSO and shall coincide with the place of capacity provision (as close as possible). Along with this, measures ensured by the TSO under the connection agreement and a connection fee shall include only the services on:

погодження замовнику проєкту на внутрішнє газопостачання від точки приєднання (за необхідності);

встановлення в установленому порядку комерційного вузла обліку природного газу в точці приєднання (місці забезпечення потужності), за винятком випадків, якщо замовником виступає газовидобувне підприємство;

підключення газових мереж зовнішнього газопостачання (за наявності) у місці забезпечення потужності;

підключення до газотранспортної системи внутрішніх газових мереж замовника в точці приєднання та пуску газу з урахуванням вимог цього розділу;

пуску газу на об'єкт замовника та укладання договору транспортування природного газу (технічної угоди), з урахуванням вимог цього Кодексу.

Розмір витрат на зазначені заходи визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної системи, затвердженої Регулятором.

Замовник після підписання договору на приєднання забезпечує в установленому порядку:

оформлення земельних правовідносин під газовими мережами, що будуть будуватися замовником від точки приєднання;

отримання містобудівних умов та обмежень забудови земельної ділянки від точки приєднання (за необхідності);

approval for the client of the design of internal gas supply from the connection point (if required);

installation of a gas custody metering station at the connection point (point of capacity provision) in the established manner except for the cases where the client is a gas producing enterprise;

connection of gas networks of external gas supply (if available) at the point of capacity provision;

connection of the client’s gas networks of internal gas supply to the gas transmission system at the connection point and gas-in, taking into consideration the requirements of this Code;

gas-in to the client’s facility and conclusion of an agreement on natural gas transmission (technical agreement) in line with the requirements of this Code.

The expenses for these services shall be determined according to the Methods for Establishing the Fee for Connection to the Gas Transmission and Gas Distribution Systems, approved by the Regulator.

Following the conclusion of the connection agreement, the client shall ensure the following in the manner established:

formalization of legal relations on land lying under the gas networks to be constructed by the client from the connection point;

obtainment of town-planning conditions and restrictions on the land plot development from the connection point (if necessary);

виконання інженерно-геодезичних вишукувань;

carrying out of engineering and geodetic surveys;

розроблення та погодження з оператором газотранспортної системи проєкту на внутрішнє газопостачання від точки приєднання (за необхідності);

development and approval with the TSO of a design on internal gas supply from the connection point (if required);

отримання в установленому порядку дозвільних документів про початок будівельних робіт;

obtainment in the established procedure of construction permits;

виконання підготовчих та будівельних робіт з прокладання газових мережах внутрішнього газопостачання від точки приєднання;

carrying out of preparation and construction works on installation of gas networks of internal gas supply from the connection point;

введення в експлуатацію в установленому порядку газових мереж внутрішнього газопостачання від точки приєднання;

commissioning of gas networks of internal gas supply from the connection point in the manner established;

відновлення благоустрою, що було порушено в результаті будівництва;

landscaping after the construction is completed;

реєстрацію права власності на збудовані газові мережі.

registration of a title to the gas networks constructed.

13. Якщо з урахуванням перспективи розвитку територій та забезпечення оптимальності витрат на створення газової інфраструктури на територіях є необхідність створення додаткової потужності газотранспортної системи в місці забезпечення потужності, то технічні умови приєднання видаються замовнику з урахуванням розвитку газових мереж для створення резерву потужності в місці забезпечення потужності замовника. При цьому в технічних умовах окремо зазначається величина загальної потужності та потужності, яку замовив замовник.

13. If considering the development prospects of the areas and ensuring the optimal expenditures on establishment of the gas infrastructure in the areas, there is a need to establish additional capacity of the gas transmission system at the point of capacity provision, then technical specifications for connection shall be issued to the client taking into account the development of gas networks for the establishment of a capacity reserve at the point of client's capacity provision. Along with this, the technical specifications shall separately specify the value of total capacity and the capacity ordered by the client.

14. Організація комерційного вузла обліку в точці вимірювання та порядок введення його в експлуатацію здійснюються відповідно до вимог цього Кодексу. Заходи оператора газотранспортної системи з організації встановлення комерційного вузла обліку при приєднанні

14. Organization of a commercial gas metering station at the measuring point and its commissioning procedure shall be done in line with the requirements of this Code. The TSO's measures on organization of installation of the gas custody metering station when the facilities (units) of

об'єктів (установок) газодобувних підприємств та виробників біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел мають передбачати встановлення приладів, які на безперервній основі будуть забезпечувати контроль фізико-хімічних показників газу (зокрема хроматограф, потоковий густиномір, вимірювач точки роси тощо), з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних та відключення подачі неякісного газу до газотранспортної системи.

gas producing enterprises, biogas producers or other alternative gas producers are connected, shall include the installation of devices, which shall constantly control physical and chemical parameters of gas (in particular, chromatograph, flow density analyzer, dew point meter, etc.), with a possibility of remote control and data transfer and cut-off of supply of gas of bad quality to the gas transport system.

Якщо в точці приєднання з технічних причин не можливо організувати точку вимірювання (місце встановлення комерційного вузла обліку), точка вимірювання за згодою оператора газотранспортної системи та замовника визначається в найближчій точці до межі балансової належності.

If at the connection point due to technical reasons it is impossible to organize a measuring point (point of installation of a gas custody metering station), by agreement between the TSO and the client, the measuring point shall be determined at the nearest point to the boundary of the balance sheet attribution.

15. Замовник на підставі вихідних даних для внутрішнього газопостачання, визначених у технічних умовах приєднання, забезпечує за власний рахунок розроблення проєкту внутрішнього газопостачання, погоджує його з оператором газотранспортної системи (за необхідності), в установленому порядку забезпечує будівництво газових мереж внутрішнього газопостачання (від точки приєднання до газових приладів та пристроїв) та вводить їх в експлуатацію. Вартість послуги оператора газотранспортної системи з погодження проєкту внутрішнього газопостачання визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної систем, затвердженої Регулятором.

15. The client, based on the output data for internal gas supply specified in the technical specifications for connection, shall ensure, at his own cost, development of the design of internal gas supply, approve it with the TSO (if necessary) and, in the established procedure, shall ensure construction of gas networks of internal gas supply (from the connection point to gas appliances and devices) and their commissioning. The price of TSO's service of approval of an internal gas supply design shall be determined according to the Methods for Establishing the Fee for Connection for Gas Transmission and Gas Distribution Systems, approved by the Regulator.

16. За ініціативи замовника може бути проведена незалежна експертиза вихідних даних на відповідність чинним стандартам, нормам та правилам. Проведення експертизи здійснюється незалежними організаціями, визначеними центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі в порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України, за рахунок замовника.

16. By an initiative of the client, an independent expert review of the output data may be held to check compliance with the current standards, norms and rules. The expert review shall be held by independent organizations, specified by the central executive authority that ensures formation and implementation of the state policy in the oil and gas sector in the manner established by the Cabinet of Ministers of Ukraine at the Client's cost.

17. Оператор газотранспортної системи впродовж 10 (десяти) робочих днів після надання замовником приєднання підтвердних документів щодо введення в експлуатацію газових внутрішніх мереж, за умови дотримання ним оплати вартості приєднання та якщо договором на приєднання не встановлений більш пізніший термін, зобов'язаний забезпечити підключення до газотранспортної системи об'єкта замовника внутрішніх газових мереж. При цьому на момент підключення до газотранспортної системи газових мереж внутрішнього газопостачання оператор газотранспортної системи:

забезпечує прийом комерційного вузла обліку в експлуатацію відповідно до вимог цього Кодексу;

складає та підписує з власником газових мереж внутрішнього газопостачання акт розмежування балансової належності газопроводів та експлуатаційної відповідальності сторін;

здійснює заходи з унеможливлення несанкціонованого відбору природного газу на період до початку транспортування природного газу, у тому числі шляхом пломбування запірних пристроїв.

18 Пуск газу в газові мережі внутрішнього газопостачання (на об’єкт споживача, суміжного суб’єкта ринку природного газу) здійснюється оператором газотранспортної системи в установленому законодавством порядку протягом 10 (десяти) робочих днів за умови укладання договору транспортування природного газу.

19. Якщо внутрішні мережі замовника передбачатимуть підключення третіх осіб (інших замовників, споживачів) та є частиною газорозподільної системи, то такі мережі до пуску газу необхідно передати у власність (користування) оператору газорозподільної системи, мережі якого найближче розташовані то точки забезпечення потужності (крім випадків, коли замовником приєднання є оператор

17. The TSO within 10 (ten) business days after submitting supporting documents on commissioning of internal gas networks by the connection client, providing that the connection costs are paid and if the connection agreement fails to state a later term for connection, shall ensure connection of the Client’s internal gas supply networks to the gas transmission system. Along with this, at the moment of connection of internal gas supply networks to the gas transmission system, the TSO shall:

ensure acceptance of the commissioning of the gas custody metering station in compliance with the requirements of this Code;

prepare and sign together with the owner of the internal gas supply networks a certificate of delimitation of balance sheet attribution and operational responsibilities of the parties;

take measures to prevent unauthorized withdrawal of natural gas prior to the start of natural gas transmission, including by sealing the locking devices.

18. Gas-in to the internal gas supply networks (to a consumer’s facility, an adjacent gas market entity) shall be carried out by the TSO according to the procedure established by law within 10 (ten) business days, providing an agreement on natural gas transmission is signed.

19. If the internal networks of the client envisage connection of third parties (other Users, consumers) and is a part of the gas distribution system, then such gas networks prior to gas-in shall be transferred to ownership (use) of the gas DSO, whose networks are located closest to the point of ensuring capacity (except for cases where the party ordering connection is the natural

газорозподільної системи, на території провадження господарської діяльності з розподілу природного газу якого знаходиться точка приєднання).

20. Якщо протягом одного року з дати видачі технічних умов приєднання замовник відповідно до умов договору на приєднання не надасть оператору газотранспортної системи на погодження проєктно-кошторисну документацію на зовнішнє газопостачання та/або проєкт на внутрішнє газопостачання та за відсутності погодженого з боку оператора газотранспортної системи продовження строку щодо їх надання, оператор газотранспортної системи має право не враховувати зарезервовану пропускну (технічну) потужність, яка необхідна для забезпечення газопостачання об'єкта замовника при дефіциті пропускної потужності, для інших замовників (споживачів). При цьому оператор газотранспортної системи не враховує зарезервовану пропускну потужність лише за умови письмового попередження замовника за 30 календарних днів до вчинення таких дій та неотримання у цей самий строк проєктно-кошторисної документації від замовника або погодження продовження строку її надання.

21. Оплата за приєднання здійснюється замовником шляхом перерахування грошових коштів на поточний рахунок оператора газотранспортної системи.

22. При виконанні робіт з приєднання, виконавцем яких визначено оператором газотранспортної системи, останній має право залучати третіх осіб на умовах договору підряду.

23. Після надання оператором газотранспортної системи замовнику послуг з приєднання між сторонами оформлюється акт приймання-передачі послуги по одному примірнику для кожної зі сторін. Оформлення акта приймання-передачі послуги забезпечується оператором газотранспортної системи.

24. У разі необхідності обґрунтованого внесення змін до технічних умов приєднання, проєктно-кошторисної документації та/або умов договору

gas DSO, in the area of its economic activity of distribution whereof there is a connection point).

20. If during a year from the date of issue of technical specifications the client, according to terms and conditions of the connection agreement, fails to submit for approval to the TSO the designs and cost estimates on external gas supply and/or design of external gas supply, and if the approval by the TSO of extension of the term for their provision is unavailable, the TSO shall have a right not to consider the ordered throughput (technical) capacity required to ensure gas supply to the client’s facility when throughput capacity is in deficit for other Users (consumers). Along with this, the TSO shall not consider the reserved throughput capacity, only if the Client is notified in writing 30 calendar days prior to taking such actions and in case of failure to receive the designs and cost estimates from the Client or approval of the extension of the term of its provision.

21. The connection fee shall be paid by the client only via the funds transfer to the current account of the TSO.

22. When performing the connection works, whose contractor was determined as the TSO, the latter has the right to engage third parties on terms and conditions of a sub-contract.

25. After rendering the connection services to the connection client by the TSO, the parties shall prepare an act of acceptance and delivery in one copy for each party. Execution of the act of acceptance and delivery shall be ensured by the TSO.

24. If justified amendments to the technical specifications for connection are required, to the designs and cost estimates and/or terms and conditions

на приєднання ці зміни мають бути письмово погоджені між замовником та оператором газотранспортної системи.

25. Новозбудовані (реконструйовані, технічно переоснащені, капітально відремонтовані) газові мережі повинні відповідати вимогам чинного законодавства.

26. Заходи з приєднання до газотранспортної системи та будівництва газових мереж повинні здійснюватися з дотриманням вимог Закону України "Про правовий режим земель охоронних зон об'єктів магістральних трубопроводів", Правил безпеки систем газопостачання, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 15 травня 2015 року N 285, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 08 червня 2015 року за N 674/27119, Правил безпечної експлуатації магістральних газопроводів, затверджених наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 27 січня 2010 року N 11, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 19 квітня 2010 року за N 292/17587.

27. Технічна (технологічна) послідовність виконання робіт з приєднання до газотранспортної системи та будівництва внутрішніх газових мереж визначається у кожному конкретному випадку їх виконавцями та з урахуванням вимог договору на приєднання і чинного законодавства України.

28. Технічний нагляд за будівництвом (новим будівництвом, капітальним ремонтом, реконструкцією і технічним переоснащенням) зовнішніх та внутрішніх газових мереж здійснюється у встановленому законодавством порядку.

29. Спірні питання між замовником (власником внутрішньої газової мережі) та оператором газотранспортної системи, пов'язані з приєднанням до газотранспортної системи, мають вирішуватися шляхом переговорів, а в разі не досягнення згоди - в суді.

of the agreement on connection, these amendments shall be approved in writing by the client and the TSO.

25. Newly constructed (reconstructed, upgraded, completely overhauled) external and internal gas networks shall comply with the requirements of law.

26. Measures on connection to the gas transmission system and construction of gas networks shall be performed in compliance with the requirements of the Law of Ukraine “On the legal regime legal regime of of security zones of transit pipelines”, Safety Rules of Gas Supply Systems of Ukraine, approved by the Order of the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine of 15th of May, 2015 N285, registered at the Ministry of Justice of Ukraine on 8th of June, 2015 as N 674/27119, Rules of Safe Operation of Transit Pipelines, approved by the Order of the State Committee on Idustrial Safety, Safety and Mine Oversight of 27th of January 2010 N 11, registered in the Ministry of Justice of Ukraine on 19th of April 2010 as N 292/17587.

27. Technical (technological) sequence of works on connection to the gas transmission system and construction of internal gas networks shall be determined in each separate case by their contractors and taking into account the requirements of the connection agreement and current Ukrainian legislation.

28. Technical supervision over construction (new construction, major repair, reconstruction and upgrade) of external and internal gas networks shall be carried out according to the procedure established by law.

29. Disputes between the client (owner of internal gas network) and the TSO, associated with the connection to the gas transmission system, shall be settled through negotiations, and if agreement is not reached – in court.

30. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний на власному вебсайті в мережі Інтернет розміщувати інформацію про величини технічної та вільної потужності відповідно до розділу XVIII цього Кодексу.

30. The TSO shall publish on its own website the information about the values of technical and available capacity in compliance with section XVIII of this Code.

## VII ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТНИХ РОБІТ НА ГАЗОТРАНСПОРТНІЙ СИСТЕМІ

### 1. Планування робіт, що викликають зміну в умовах функціонування газотранспортної системи.

1. Для забезпечення безпеки, а також підтримання відповідного рівня надійності роботи газотранспортної системи оператор газотранспортної системи проводить необхідні експлуатаційні, діагностичні, ремонтні роботи з приєднання, а також роботи з модернізації та технічного переоснащення.
2. При розробці річних інвестиційних програм, планів ремонтів, технічного обслуговування та технічного діагностування оператор газотранспортної системи бере до уваги технічні заходи, передбачені інвестиційними програмами.
3. Газовидобувне підприємство, оператор установки LNG, оператор газосховищ, оператор газорозподільної системи, прямий споживач до 01 вересня поточного року надають оператору газотранспортної системи інформацію про обсяг робіт, запланованих у наступному календарному році, які можуть вплинути на умови одержання або подання природного газу.
4. Оператор газотранспортної системи на умовах, визначених у цьому Кодексі, узгоджує з операторами суміжних систем обсяг, а також терміни проведення запланованих робіт.
5. Оператор газотранспортної системи до 01 листопада календарного року розміщує на вебсайті інформацію про час та місце проведення робіт, запланованих у наступному календарному році, які можуть викликати зміни в умовах функціонування газотранспортної системи,

## VII. PERFORMANCE OF REPAIR WORKS IN THE GAS TRANSMISSION SYSTEM

### 1. Planning of works that cause a change under conditions of gas transmission system operation.

1. To ensure safety and to sustain the respective reliability level of operation of the gas transmission system, TSO shall perform the required operational, diagnostic, repair, connection, modernization and upgrade works.

2. When developing annual investment programs, repair plans, upgrade and technical diagnostics, TSO shall take into account technical measures, envisioned by the investment programs.

3. By September, 1 of the current year, gas producer, LNG facility operator, gas storage facility operator, gas DSO, direct consumer shall furnish the TSO with the information on the scope of works, planned in the following calendar year, which may affect conditions of reception or delivery of natural gas.

4. On conditions, specified in this Code, TSO shall agree with operators of adjacent systems a scope and timeframes for the performance of planned works.
5. By November, 1 of the calendar year, TSO shall publish on its web site the information about a time and place of performance of works, planned in the following calendar year, which may cause changes under conditions of gas transmission system operation, which lead to

що призводять до обмеження транспортування природного газу. Оператор газотранспортної системи зазначає список точок входу і виходу, в яких можуть відбутися такі обмеження, а також очікуваний час тривалості цих обмежень.

restrictions on natural gas transmission. TSO shall indicate a list of entry and exit points, at which such restrictions may occur, as well as the anticipated time of duration of these restrictions.

6. Уточнення обсягу та термінів проведення робіт шляхом узгодження між оператором газотранспортної системи та/або операторами суміжної системи, прямими споживачами, газовидобувними підприємствами повинно відбутися не пізніше ніж за 21 календарний день перед їх початком.

6. Volume and timeframes for the performance of works by agreeing between the TSO and/or operators of adjacent system, direct consumers, gas producers shall be specified not later than 21 calendar days before their beginning.

7. В обґрунтованих випадках оператор газотранспортної системи може впровадити зміни в обсязі робіт протягом даного року. Такі зміни можуть також упроваджуватися оператором газотранспортної системи на обґрунтовану заяву оператора суміжної системи, прямого споживача та/або газовидобувного підприємства.

7. In justified cases, TSO may introduce changes in the scope of works during the given year. Such changes may also be introduced by the TSO pursuant to a justified application of the operator of adjacent system, direct consumer and/or gas producer.

8. Відомості про всі зміни строків робіт, а також строків попередньо запланованих робіт оператор газотранспортної системи передає оператору суміжної системи, прямому споживачу або газовидобувному підприємству залежно від того, кого ці відомості стосуються.

8. Information on all changes in work timeframes, as well as in timeframes for preliminarily scheduled works shall be transmitted by the TSO to the operator of adjacent system, direct consumer or gas producer, depending on the fact to whom this information concerns.

9. У разі якщо заплановані роботи провадяться оператором суміжної системи, прямим споживачем та/або газовидобувним підприємством, оператор газотранспортної системи за їх заявою, поданою не пізніше ніж за 7 календарних днів до запланованого терміну робіт, може забезпечити можливість одержання або доставки додаткової кількості природного газу у визначених точках входу або виходу, зокрема, шляхом надання згоди на перевищення договірної потужності в цих пунктах протягом визначеного часу.

9. In case the planned works are performed by the operator of adjacent system, direct consumer and/or gas producer, TSO, pursuant to their application, filed not later than 7 calendar days before the planned work timeframe, may ensure a possibility of reception or delivery of additional quantity of natural gas at specified entry or exit points, in particular, by granting consent to the excess of contractual capacities at those points during the specified time.

10. Заява оператора суміжної системи, прямого споживача, газовидобувного підприємства, зазначена у пункті 9 цієї глави, повинна вказувати на точку входу або точку виходу, в якій має відбутися додаткова подача або відбір природного газу, а також рівень можливого перевищення договірної потужності. Оператор газотранспортної системи дає згоду на перевищення договірної потужності або відмовляє

10. Application of the operator of adjacent system, direct consumer, gas producer, indicated in Article 9 of this Chapter, shall specify an entry point or exit point, at which additional injection or withdrawal of natural gas shall occur, as well as a level of possible excess of contractual capacity. TSO shall grant its consent to excess of contractual capacities or shall refuse it in writing within 3 calendar days since the moment of

в цьому у письмовій формі протягом 3 календарних днів з моменту одержання заяви від оператора суміжної системи, прямого споживача та/або газовидобувного підприємства. Оператор газотранспортної системи повинен обґрунтувати своє рішення про відмову в наданні згоди на перевищення потужності.

receipt of the application from the operator of adjacent system, direct consumer and/or gas producer. TSO shall substantiate its decision on the refusal to grant consent to the excess of capacities.

**2. Повідомлення замовника послуг транспортування про зміни в умовах функціонування газотранспортної системи.**

1. Оператор газотранспортної системи повідомляє замовника послуг транспортування, до якого належать введені обмеження, про строки, а також обсяг обмежень у точках входу або точках виходу, а також про вільні потужності в точках входу та/або точках виходу, в яких запроваджені обмеження:

**2. Notification of the Network User of changes in conditions of gas transmission system operation.**

1. TSO shall notify the Network User, to whom the imposed restrictions refer, of timeframes and volume of restrictions at entry or exit points, as well as of available capacities at the entry and/or exit points, at which restrictions were imposed:

у разі, якщо ці роботи спричинять перебої в постачанні природного газу до споживачів замовника послуг транспортування, - не менше ніж за 21 день перед датою початку запланованих робіт;

in case these works cause interruptions of natural gas supply to consumers of the Network User – at least 21 days before the date of beginning of planned works,

у разі, якщо ці роботи не спричинять перебоїв у постачанні природного газу до споживачів замовника послуг транспортування, - не менше ніж за п'ять днів перед датою початку запланованих робіт.

in case these works do not cause interruptions of natural gas supply to consumers of the Network User – at least five days before the date of beginning of planned works.

2. Замовник послуг транспортування оповіщається про події, про які зазначено у пункті 1 цієї глави, шляхом індивідуального повідомлення в письмовому вигляді з повідомленням про вручення, телефоном або за допомогою іншого засобу зв'язку.

2. Network User shall be notified of the events, mentioned in Article 1 of this Chapter, by means of an individual notification in writing with a notification of delivery, by phone or with the help of another communication means.

3. Замовник послуг транспортування враховує в номінаціях або газотранспортних прогнозах обмеження, про які зазначено у пункті 1 цієї глави.

3. Network User shall take into account the restrictions, mentioned in Article 1 of this Chapter, in nominations or gas transmission forecasts.

4. Замовник послуг транспортування повідомляє та зобов'язує своїх споживачів, розташованих за точками виходу (на межі їх балансової належності), в яких діють обмеження, обмежити споживання природного газу.

4. Network User shall notify and make it binding on its consumers, located beyond exit points (the boundary of balance sheet attribution), at which restrictions are valid, and shall restrict natural gas consumption.

5. Замовник послуг транспортування повідомляє про відповідні обмеження на точках входу, на які впливає обмеження, та зобов'язує своїх контрагентів впровадити обмеження в подачі природного газу.
6. При виконанні ремонтних робіт, що спричиняють обмеження транспортування в точках виходу, оператор газотранспортної системи звільняється від обов'язку прийняття в точках входу обсягу природного газу, на який відбулося обмеження в точці входу.
7. За період призупинення транспортування або обмеження обсягу природного газу внаслідок робіт, що виконуються оператором газотранспортної системи, оплата за потужності підлягає відповідному зменшенню на період впровадження обмежень.
8. Якщо замовник послуг транспортування або його споживачі, незважаючи на повідомлення, зазначені в пункті 1 цієї глави, не змінять обсяги відбору або постачання природного газу відповідно до встановлених обмежень, то оператор газотранспортної системи має право на отримання оплати за перевищення потужності згідно з положеннями договору.

5. Network User shall notify of the respective restrictions at entry points, affected by the restrictions, and shall make it binding upon its counterparties to impose restrictions on the supply of natural gas.
6. During the performance of repair works, which cause restrictions on transmission at exit points, TSO shall be waived of its obligation of acceptance at entry points of the natural gas volume, on which the restriction occurred at the entry point.
7. As of the period of transmission suspension or restriction on the volume of natural gas as a result of works, carried out by the TSO, payment for capacity shall be subject to the respective lowering during the period of imposition of restrictions.
8. If the Network User or its consumers, despite the notification, mentioned in Article 1 of this Chapter, do not change the volumes of withdrawal or supply of natural gas according to the imposed restrictions, the TSO shall have a right to receive payment for the excess of capacities in accordance with the provisions of the agreement.

## VIII. ПОРЯДОК УКЛАДЕННЯ ДОГОВОРУ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ФІНАНСОВЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

### 1. Порядок укладення договору транспортування природного газу.

1. Одержання доступу до потужності, надання послуг із транспортування, у тому числі послуг балансування системи, є складовими послуги транспортування природного газу та здійснюються виключно на підставі договору транспортування. Оператор газотранспортної системи не має права відмовити в укладенні договору транспортування за умови дотримання заявником вимог щодо його укладення, передбачених цим розділом.

## VIII. PROCEDURE OF CONCLUSION OF NATURAL GAS TRANSMISSION AGREEMENT AND FINANCIAL SECURITY

### 1. Procedure of conclusion of the natural gas transmission agreement.

1. Obtaining access to capacities, provision of transmission services, including system balancing services are a component of the transmission service and shall be carried out based on a transmission contract. TSO shall not have a right to refuse conclusion of the transmission agreement on condition of the applicant’s compliance with the requirements for its conclusion, envisaged by this section.

Договір транспортування є документом, який регулює правовідносини між оператором газотранспортної системи і окремим замовником послуг транспортування.

The transmission contract shall regulate the legal relations between the TSO and an individual Network User.

З моменту укладення договору транспортування замовник послуг транспортування також одержує право доступу до віртуальної торгової точки.

Since the moment of conclusion of the transmission agreement, Network User shall also be granted with a right of access to a virtual trading point.

2. Для укладення договору транспортування замовник послуг транспортування надає оператору газотранспортної системи:

2. For the purposes of conclusion of the transmission agreement, the Network User shall submit the following to the TSO:

заяву на укладення договору транспортування, за формою оператора газотранспортної системи, є публічною інформацією та оприлюднюється на його вебсайті;

application for conclusion of the transmission contractaccording to the template of the TSO, which is a public information, published on its website.

у випадку, якщо замовником послуг транспортування є нерезидент України, додатково надається документ, що підтверджує його реєстрацію в якості суб'єкта господарювання в країні його постійного місцезнаходження;

in case the Network User is a non-resident of Ukraine, a document confirming its registration as an economic entity in the country of its permanent location shall be additionally submitted.

документи, що підтверджують повноваження осіб представляти, у тому числі вчиняти правочини, замовника послуг транспортування.

documents confirming the powers of persons to represent and conduct transactions that act on behalf of the transmission client.

3. Якщо документи, зазначені в пункті 2 цієї глави, складені іноземною мовою, подається також їх засвідчений переклад українською мовою.

3. Where the documents, indicated in item 2 of this chapter, were executed in a foreign language, their certified translation into Ukrainian shall also be submitted.

4. Для укладення договору транспортування оператор газотранспортної системи не має права вимагати документи та/або інформацію, що не передбачені в пункті 2 цієї глави.

4. The TSO shall not require documents and/or information, not indicated in the Article 2 of this Chapter to conclude a transmission agreement.

5. Оператор газотранспортної системи розглядає заяву про укладення договору транспортування та додані до неї документи у десятиденний строк з дня реєстрації. Якщо заява та додані до неї документи подані не в повному обсязі відповідно до переліку, зазначеного в пункті 2 цієї глави, оператор газотранспортної системи звертається протягом п'яти

5. Within ten days from the date the application for conclusion of the transmission contract has been registered, the TSO shall examine this application and the attached documents. If the application and the documents attached to it were not submitted in full, in accordance with the list, indicated in item 2 of this chapter, the TSO within five business

робочих днів з дня реєстрації заяви до замовника послуг транспортування із письмовим запитом щодо уточнення повноти його заяви та/або документів. При цьому строк розгляду заяви про укладення договору транспортування призупиняється доти, поки заявник не надасть документи в повному обсязі.

days from the date of application registration shall apply to the Network User with a written inquiry into the specification of a completeness of its application and/or documents. Along with this, the period of examination of the application for the conclusion of the transmission contract shall be suspended till the moment when the applicant submits complete documents.

6. Оператор газотранспортної системи залишає заяву без розгляду, якщо замовник послуг транспортування не надав відповідь на письмовий запит оператора газотранспортної системи щодо уточнення даних у десятиденний строк. Оператор газотранспортної системи письмово повідомляє замовника послуг транспортування про відмову та її причини.

6. TSO shall leave the application without review, unless the Network User has not provided a response to a written inquiry of the TSO into the specification of data within ten days. TSO shall notify in writing the Network User of the refusal and of the grounds for it.

7. У випадку, коли надані замовником документи відповідають вимогам пункту 2 цієї глави, оператор газотранспортної системи у десятиденний строк з дня реєстрації заяви надає замовнику послуг транспортування проєкт договору транспортування.

7. In case the documents submitted by the client meet the requirements stipulated in Article 2 of this Chapter, the TSO within ten days from the date of application registration shall provide the Network User with a draft transmission contract.

8. Якщо протягом двадцяти днів з дня отримання заявником проєкту договору транспортування замовник послуг транспортування не поверне оператору газотранспортної системи підписаний договір транспортування та за відсутності погодженого сторонами строку продовження його підписання, оператор газотранспортної системи має право не розглядати заяву на укладення договору та вважати такий договір неукладеним, про що письмово повідомляє заявника.

8. If within twenty days from the date of reception of the draft transmission contract the Network User does not return the signed transmission contract to the TSO, and the postponement of contract signing has not been agreed by the parties, the TSO is entitled not to examine the application for contract conclusion and consider this contract as unconcluded. The operator has to inform the applicant thereof in-writing.

9. Замовник послуг транспортування на підставі договору транспортування може замовити в оператора газотранспортної системи нижче наведені послуги, що є складовими послуги транспортування:

9. The Network User on the basis of the transmission contract may book with the TSO the services outlined below which are components of the transmission service:

access to capacity at entry or exit point to the GTS;

доступ до потужності в точці входу або виходу з газотранспортної системи;

замовлення фізичного транспортування природного газу газотранспортною системою на підставі підтвердженої номінації;

вчинення дій з врегулювання добового небалансу.

booking of physical transmission of natural gas of the GTS based on the confirmed nomination;

perform actions to settle the daily imbalance.

10. Замовлені величини розподілу потужності визначаються додатком до договору транспортування природного газу.
11. Договір транспортування та додатки складаються українською мовою. За письмовим зверненням замовника послуг транспортування оператор газотранспортної системи надає договір транспортування українською та англійською мовами.

10. Booked capacity allocation shall be determined according to the annex to the natural gas transmission agreement.
11. The transmission agreement and the annexes shall be drafted in Ukrainian. Upon the Network User's written request, the TSO shall submit the transmission contract in Ukrainian and English.

## 2. Фінансове забезпечення.

1. З метою забезпечення виконання зобов'язань замовника послуг транспортування щодо оплати послуг оператора газотранспортної системи за договором транспортування природного газу замовник послуг транспортування зобов'язаний надавати оператору газотранспортної системи фінансове забезпечення у випадках та відповідно до вимог, встановлених у цьому Кодексі, або здійснити попередню оплату таких послуг на підставі договору транспортування природного газу.

Замовник послуг транспортування самостійно визначає форму свого фінансового забезпечення щодо всіх його фінансових зобов'язань перед оператором газотранспортної системи з урахуванням вимог цієї глави. Інформація про розмір та доступний залишок фінансового забезпечення замовника послуг транспортування має відображатись та бути доступною такому замовнику на інформаційній платформі.

## 2. Financial security.

1. In order to ensure fulfilment of obligations of Network User to pay for services of TSO under natural gas transportation agreement, the Network User must provide the TSO with financial security in such cases and in accordance with such requirements, as specified by the Code, or prepay such services under natural gas transmission agreement.

The Netwok User independently determines the form of its financial security for all its financial obligations towards the TSO, taking into account the requirements of this section. Information on the size and available balance of the financial security of the Network User shall be displayed and accessible to such User on the information platform.

Замовник послуг транспортування визначає розмір свого фінансового забезпечення щодо його фінансових зобов’язань перед оператором газотранспортної системи та зобов’язаний забезпечити розмір свого фінансового забезпечення на рівні не менше розміру достатнього фінансового забезпечення відповідно до вимог, установлених у цьому Кодексі.

The network user shall determine the amount of its financial security in respect of its financial liabilities to the gas transmission system operator and is obliged to secure amount of its financial security at a level being at least equal to the sufficient financial security according to the requirements laid down in this Code.

Оператор газотранспортної системи визначає розмір достатнього фінансового забезпечення для кожного замовника послуг транспортування відповідно до вимог, установлених у цьому Кодексі, та інформує замовника послуг транспортування з розрахунком кожної складової фінансового забезпечення, відповідно до яких було визначено розмір достатнього фінансового забезпечення відповідно до вимог цього пункту.

The gas transmission system operator shall determine the amount of the sufficient financial security for each network user according to the requirements established in this Code and inform the network user with the calculation of each component of the financial security on the basis of which the level of the sufficient financial security was determined according to the requirements of this Clause.

2. Послуги транспортування природного газу надаються на умовах 100 % попередньої оплати (крім випадку, передбаченого цим пунктом) у розмірі вартості розподіленої потужності на період газового місяця для послуг на період газового місяця, кварталу та/або року за п'ять банківських днів до початку газового місяця, у якому буде забезпечуватись транспортування природного газу, крім випадку, передбаченого абзацом другим цього пункту.

2.Gas transmission services shall be provided on terms of 100% prepayment (with exception of case, described by this item) in the amount of allocated capacity for the period of gas month for monthly, quarterly and/or annual services five banking days before the beginning of the gas month, when the gas will be transported, except for case provided by the second paragraph of the point.

У випадку якщо розподіл потужності на період газового місяця на переривчастій основі проводиться менше ніж за 5 банківських днів до початку газового місяця, у якому буде забезпечуватись транспортування природного газу, замовник послуг транспортування зобов'язаний здійснити 100 % попередню оплату в розмірі вартості розподіленої потужності. При цьому така оплата має бути отримана оператором газотранспортної системи на його рахунок не пізніше ніж за три години

If the capacity allocation for the gas month on an interruptible basis is carried out less than 5 business days before the start of the gas month in which the natural gas transmission will be ensured, a network user is obliged to carry out 100% prepayment in the amount of the cost of allocated capacity. In this case, such payment shall be received by the gas transmission system operator at its expense no later than three hours before the deadline for submission of nominations for the first gas day of the relevant gas month for the provision of transmission services.

до кінцевого строку подання номінації на першу газову добу відповідного газового місяця надання послуг транспортування.

Якщо така попередня оплата не буде надана замовником послуг транспортування у строк, визначений цим пунктом, то оператор газотранспортної системи тимчасово (до дня, наступного за днем внесення відповідного фінансового забезпечення) зупиняє надання послуг, стосовно яких замовник не надав фінансове забезпечення та пропонує таку розподілену потужність іншим замовникам послуг транспортування у якості вільної потужності згідно з розділом IX цього Кодексу. При цьому такий замовник послуг не звільняється від зобов'язань щодо сплати за розподілену потужність на час зупинення надання послуг.

Для послуг транспортування природного газу на період однієї газової доби замовник послуг транспортування зобов’язаний здійснити 100 % попередню оплату в розмірі не менше вартості доступу до потужності на період газової доби, яка планується для використання згідно з номінацією. При цьому така оплата має бути отримана оператором газотранспортної системи на його рахунок не пізніше ніж за три години до кінцевого строку подання номінації.

Замовник послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні обов’язки з постачання природного газу, у межах виконання ним таких спеціальних обов’язків, здійснює оплату за послуги транспортування (у тому числі послуги доступу до потужності) з поточного рахунку зі спеціальним режимом використання замовника на поточний рахунок оператора газотранспортної системи кожного банківського дня.

3. Фінансове забезпечення виконання замовником послуг транспортування зобов’язань щодо оплати за вчинення дій з

If such prepayment is not provided by the Network User in timeline, prescribed by this item, the TSO temporarily (before day, following the day when respective financial security is provided) stops to provide services, for which the customer has not provided financial security; and offers such allocated capacity to other Network Users as free capacity under Article IX of the Code. Thus, such transmission service shall not be exempt from the obligation to pay for allocated capacity during cancellation of service provision.

For services of natural gas transmission for the period of one gas day the Network Users is obliged to provide a 100% prepayment in the amount not lower than the cost of access to the capacity for one gas day, which is planned to be used in accordance with the nomination, Such prepayment shall be received by the TSO for its account not later than 3 hours before the deadline of such nomination submission.

The Network User, on which in accordance with the established procedure by the decision of the Cabinet of Ministers of Ukraine in accordance with Article 11 of the Law of Ukraine "On the Natural Gas Market" are imposed special obligations for the supply of natural gas, within the framework of the fulfillment of such special obligations, makes payment for the transmission services (including booking of capacity allocation) from client’s current account with a special utilization mode to the current account of the TSO every bank day.

3. The financial security of fulfillment of the obligations by Network User to pay for actions of settlement of daily imbalance of natural gas volumes ,

врегулювання добового небалансу обсягів природного газу, які подаються до газотранспортної системи і відбираються з неї, надається оператору газотранспортної системи в одній або декількох з таких форм:
банківської гарантії;
передачі замовником послуг транспортування оператору газотранспортної системи в якості фінансового забезпечення грошових коштів на підставі договору транспортування природного газу.
Оператор газотранспортної системи перевіряє фінансове забезпечення замовника послуг транспортування щодо його достатності при поданні замовником послуг транспортування номінацій/реномінацій.

Розмір достатнього фінансового забезпечення замовника послуг транспортування на період газової доби (D) не повинен бути менше суми таких значень з урахуванням особливостей, визначених абзацами тринадцятим - п’ятнадцятим цього пункту:
1) суми вартості добових негативних небалансів за попередній газовий місяць (за його наявності), що є:
у період до 14 числа місяця (включно), наступного за звітним, сумою вартості попередніх негативних добових небалансів за попередній газовий місяць (за його наявності);
у період з 15 до 20 число місяця (включно), наступного за звітним, сумою вартості остаточних негативних добових небалансів за попередній газовий місяць (за його наявності), крім випадку оплати замовником послуг транспортування такої вартості;
у період з 21 числа місяця, наступного за звітним, сумою несплаченої вартості негативних добових небалансів за попередній газовий місяць (за його наявності).
При розрахунку суми вартості добових негативних небалансів за попередній газовий місяць така сума зменшується на суму вартості добових позитивних небалансів за попередній газовий місяць, але не більше ніж на суму вартості добових негативних небалансів за попередній газовий місяць; та

supplied and withdrawn to/from the GTS, shall be provided to the TSO in one or more of the following forms:

bank guarantee;
transfer by the Network User to the TSO of the funds as financial security on the basis of natural gas transportation agreement;
The gas transmission system operator shall check the financial security provided by the network user for the sufficiency thereof during the network user’s submition of nominations/re-nominations.

The amount of the sufficient financial security of the network user for a gas day (D) shall not be less than the sum of the following values, taking into account the peculiarities defined in paragraphs thirteen to fifteen of this point:
1) the amount of the cost of daily negative imbalances for the previous gas month (if any), which is:
for the period up to the 14th day of the month (inclusive), following the reporting amount of the value of the previous negative daily imbalances for the previous gas month (if any);
in the period from 15 to 20 day of the month (inclusive) following the reporting amount of the value of the final negative daily imbalances for the previous gas month (if any), except in case of payment by a network user of such value;
in the period from the 21st day of the month following the reporting, the amount of unpaid value of negative daily imbalances for the previous gas month (if any).
When calculating the amount of daily negative imbalances for the previous gas month, such amount shall be reduced by the amount of the daily positive imbalances for the previous gas month, but not more than by the amount of the daily negative imbalances for the previous gas month; and

2) неоплаченої плати за нейтральність балансування (позитивного значення плати за нейтральність балансування, яка стягується з замовника послуг транспортування природного газу на користь оператора газотранспортної системи); та
3) суми вартості добових негативних небалансів поточного газового місяця. При розрахунку суми вартості добових негативних небалансів така сума зменшується на суму вартості добових позитивних небалансів за попередні газові доби поточного газового місяця, але не більше ніж на суму вартості добових негативних небалансів за попередні газові доби поточного газового місяця; та
4) вартості газу в обсязі, що є абсолютною величиною (модулем) від'ємного значення різниці між плановими обсягами подачі природного газу та плановими обсягами відбору природного газу згідно з номінаціями та/або реномінаціями замовника послуг транспортування природного газу; та
5) незнижувального залишку фінансового забезпечення, який становить розмір вартості газу, який споживачі замовника послуг транспортування, зареєстровані за ним у Реєстрі споживачів постачальника, сумарно використовують за п'ять діб для хімічних та металургійних підприємств та за три доби для інших споживачів з огляду на обсяги їх максимального (пікового) добового використання газу за попередній газовий місяць.
Рівень достатнього фінансового забезпечення повинен бути забезпечений замовником послуг транспортування природного газу не пізніше ніж за три години до кінцевого строку подання номінації або за три години до подачі реномінації.
У випадку якщо на момент перевірки достатності фінансового забезпечення замовник послуг транспортування не надав фінансове забезпечення в необхідному розмірі, то оператор газотранспортної системи відхиляє подані замовником послуг транспортування номінацію/реномінацію,—з підстав недостатності фінансового забезпечення. При цьому якщо замовник послуг транспортування є постачальником, оператор газотранспортної системи вносить до Реєстру

2) unpaid balancing neutrality fee (positive value of the balancing neutrality fee charged from the Network User in favor of the gas transmission system operator); and

3) the amount of the cost of daily negative imbalances of the current gas month. When calculating the amount of the value of daily negative imbalances, such amount shall be reduced by the amount of the value of daily positive imbalances for the previous gas days of the current gas month, but not more than the amount of the value of daily negative imbalances for the previous gas days of the current gas month; and
4) the cost of gas to the extent that is the absolute value (module) of the negative value of the difference between the planned volumes of natural gas input and the planned volumes of natural gas off-take in accordance with the nominations and / or renominations of the Network User; and

5) a minimum balance of financial security, which is the amount of gas cost, which consumers of the Network User, registered after him in the Register of the supplier's customers, use for a total of five days for chemical and metallurgical enterprises and for three days for other consumers, considering the volume their maximum (peak) daily gas use in the previous gas month.

The level of sufficient financial security must be provided by the Network User no later than three hours before the nomination deadline or three hours before the submission of the nomination.

In case, at the moment of verification of the sufficiency of the financial security, the Network User did not provide the financial security in the required amount, the gas transmission system operator shall reject the nomination/renomination submitted by the Network User on the grounds of insufficient financial security. In this case, if the Network User is a supplier, the gas transmission system operator shall submit to the Register of consumers of this supplier information on termination of such supplier in

споживачів цього постачальника інформацію про припинення такому постачальнику через три дні (п’ять днів по споживачах, які належать до підприємств металургійної та хімічної промисловості) з дня відхилення номінації/реномінації статусу діючого постачальника для всіх його споживачів та одночасно інформує через інформаційну платформу відповідного оператора газорозподільної системи про відсутність у споживачів постачальника.

three days (five days for consumers belonging to the enterprises of metallurgical and chemical industry) from the day of rejection of nomination/renomination of status acting supplier for all its customers and at the same time informs through the information platform of the relevant gas distribution system operator about the absence of the supplier for the consumers.

Для замовника послуг транспортування, яким є газовидобувне підприємство, розмір достатнього фінансового забезпечення зменшується на вартість добового обсягу видобутку, що є найменшим за останні три календарні місяці згідно з алокаціями подач цього газовидобувного підприємства.

For the Network User, which is a gas company, the amount of sufficient financial security is reduced by the cost of daily production volume, which is the lowest in the last three calendar months according to the allocation of the gas company.

Для замовника послуг транспортування, яким є оператор газорозподільних систем, розмір достатнього фінансового забезпечення повинен дорівнювати виключно розміру елемента витрат «вартість газу на технологічні та власні потреби» річної планованої тарифної виручки, встановленої для цього оператора газорозподільних систем, поділеного на 365.

For a Network User who is a gas distribution system operator, the amount of sufficient financial security shall be equal solely to the size of the cost of gas for technological and proprietary needs of the annual planned tariff revenue set for that gas distribution system operator divided by 365.

На замовників послуг транспортування, у яких одночасно відсутня прострочена заборгованість перед оператором газотранспортної системи з оплати негативних небалансів та відсутні випадки прострочення за останні дванадцять місяців оплати грошових зобов'язань перед оператором газотранспортної системи з оплати негативних небалансів, не поширюється вимога щодо створення незнижувального залишку фінансового забезпечення, який становить розмір вартості газу, який споживачі замовника послуг транспортування, зареєстровані за ним у Реєстрі споживачів постачальника, сумарно використовують за п'ять діб для хімічних та металургійних підприємств та за три доби для інших споживачів з огляду на обсяги їх максимального (пікового) добового використання газу за попередній газовий місяць.

Network Users, who at the same time have no overdue debts to the gas transmission system operator regarding negative imbalances and there are no cases of overdue for the last twelve months of payment of monetary obligations to the gas transmission system operator regarding negative imbalances, are not required to create a non-reducible balance, which corresponds to the cost of gas that consumers of the Network User, registered in the Register of consumers of the supplier, use in total for five days for chemical and metallurgical enterprises and for three days for other consumers given their maximum (peak) daily gas use for the previous gas month.

Для всіх інших замовників послуг транспортування, у тому числі замовників, які останні шість місяців не замовляли послуги

For all other Network Users, including Network Users who have not ordered transportation services for the last six months, the amount of sufficient

транспортування, розмір достатнього фінансового забезпечення визначається в загальному порядку, визначеному цим пунктом.
Грошові кошти, які надаються замовником послуг транспортування оператору газотранспортної системи як фінансове забезпечення, не вважаються попередньою оплатою за вчинення дій з врегулювання добового небалансу та не підлягають поверненню замовнику послуг транспортування до моменту виконання умов договору транспортування природного газу в частині грошових зобов'язань, виконання яких вони забезпечують.
У разі невиконання замовником послуг транспортування зобов'язання щодо оплати за вчинення дій з врегулювання добового небалансу згідно з умовами договору транспортування природного газу оператор газотранспортної системи в односторонньому порядку здійснює зарахування грошових коштів, які надані замовником послуг транспортування у вигляді фінансового забезпечення, у рахунок оплати за вчинення дій з врегулювання добового небалансу, про що, відповідно, повідомляє замовника послуг транспортування.

У разі зміни ліцензіата, який виконує функції оператора газотранспортної системи, новий ліцензіат повинен здійснювати визначення розміру достатнього фінансового забезпечення замовника послуг транспортування з урахуванням інформації щодо випадків прострочення такими замовниками послуг транспортування оплати грошових зобов'язань перед попереднім ліцензіатом.

Фінансове забезпечення у формах банківської гарантії та/або грошових коштів може надаватися у гривнях, доларах США та євро. Якщо фінансове забезпечення у формі банківської гарантії та/або грошових коштів буде надано в іноземній валюті, то для розрахунку достатності розміру фінансового забезпечення використовується офіційний курс Національного банку України на день такого розрахунку.

financial security shall be determined in the general manner specified in this paragraph.
Cash provided by the Network User to the gas transmission system operator as a financial security shall not be considered as a pre-payment for taking actions to resolve the daily imbalance and shall not be refunded to the Network User until the fulfillment of the terms of the natural gas transportation contract in respect of monetary obligations, they provide.

In case of non-fulfillment by the Network User the obligation to pay for taking actions to resolve the daily imbalance in accordance with the terms of the contract of natural gas transportation, the gas transmission system operator shall unilaterally deduct the funds provided by the Network User in the form of financial security committing actions to resolve the daily imbalance, which accordingly informs a network user.

In case of change of the licensee performing functions of the gas transmission system operator the new licensee shall determine the amount of sufficient financial security for a Network User, taking into account information about the cases of late payment by such Network Users for transmission services happened with the previous licensee.

Financial security in the form of a bank guarantee and/or cash may be provided in UAH, USD and EUR. If financial security in the form of a bank guarantee and/or cash is provided in foreign currency, then the official rate of the National Bank of Ukraine on the date of such calculation is used to calculate the sufficiency of the financial security.

У випадку відмови банку в задоволенні вимоги оператора газотранспортної системи за банківською гарантією на підставах, не пов’язаних з тим, що вимога або додані до неї документи не відповідають умовам гарантії або вимога або додані до неї документи подані банку після закінчення строку дії гарантії, оператор газотранспортної системи має право відмовитися від банківських гарантій, виданих таким банком. Оператор газотранспортної системи публікує на своєму вебсайті перелік таких банків (далі – Перелік банків, що не виконали зобов’язання).

Оператор газотранспортної системи не має права відмовити замовнику послуг транспортування у прийнятті банківської гарантії, виданої банком, який не віднесений до Переліку банків, що не виконали зобов’язання.

У випадку якщо на день надання банківської гарантії, яка була прийнята оператором газотранспортної системи, банк не був включений до Переліку банків, що не виконали зобов’язання, але згодом був включений до такого Переліку, оператор газотранспортної системи в той же день шляхом направлення повідомлення через інформаційну платформу інформує про це замовника послуг транспортування. Замовник послуг транспортування протягом десяти робочих днів з дня отримання повідомлення оператора газотранспортної системи повинен надати іншу банківську гарантію від іншого банку, який не включений до Переліку банків, що не виконали зобов’язання, або інший вид фінансового забезпечення. При цьому протягом цього строку надана раніше банківська гарантія вважається такою, що відповідає вимогам цього Кодексу.

При визначенні розміру фінансового забезпечення вартість природного газу розраховується як добуток обсягу природного газу і маржинальної ціни придбання (з урахуванням величини коригування 10 %), яка визначається відповідно до положень розділу XIV цього Кодексу, та щоденно оприлюднюється оператором газотранспортної системи в інтерфейсі користувача інформаційної платформи.

In case the bank refuses to satisfy the gas transmission system operator's claim under the bank guarantee on grounds not related to the fact that the claim or documents attached to it do not meet the guarantee conditions or the claim or documents attached to it submitted to the bank after the guarantee expires, the operator gas transmission system shall have the right to waive bank guarantees issued by such a bank. The gas transmission system operator publishes a list of such banks on its website (hereinafter - the List of banks that have not fulfilled their obligations).

The gas transmission system operator shall not have the right to refuse a network user to accept a bank guarantee issued by a bank that is not included in the List of banks that have not fulfilled their obligations.

If on the day of providing a bank guarantee accepted by the gas transmission system operator, the bank was not included in the List of banks that have not fulfilled their obligations, but was subsequently included in such List, the gas transmission system operator on the same day by sending a message via the information platform informs a network user. A network user within ten working days from the date of receipt of the notification of the gas transmission system operator shall provide another bank guarantee from another bank, which is not included in the List of banks that have not fulfilled obligations, or other type of financial security. In this case, during this period, the previously provided bank guarantee is considered to meet the requirements of this Code.

When determining the amount of financial security, the cost of natural gas is calculated as the product of natural gas volume and marginal purchase price (taking into account the 10% adjustment), which is determined in accordance with Section XIV of this Code and published daily by the gas transmission system operator in the interface of the Network User.

При визначенні розміру фінансового забезпечення щодо оплати за вчинення дій з врегулювання добового небалансу не враховуються обсяги природного газу, які плануються до транспортування в рамках виконання спеціальних обов'язків, покладених на такого замовника, в обсязі та на умовах, визначених Кабінетом Міністрів України, а також у рамках діяльності постачальника "останньої надії".
Строк дії фінансового забезпечення повинен закінчуватись не раніше ніж через п'ять робочих днів після настання строку здійснення оплати дій з врегулювання добового небалансу за період, в якому таке фінансове забезпечення враховувалось оператором газотранспортної системи для надання послуг транспортування природного газу.

When determining the amount of financial security for payment for actions to resolve the daily imbalance, the volumes of natural gas planned for transmission within the framework of special obligations assigned to such a network user are not taken into account in the amount and conditions determined by the Cabinet of Ministers of Ukraine, as well as in the activities of the supplier of "last hope".
The validity of the financial security must end no earlier than 5 business days after the period of payment for the performance of actions for the settlement of daily imbalance, in which such financial security was considered by TSO for provision of natural gas transportation services.

Повернення грошових коштів та/або банківських гарантій, наданих замовником послуг транспортування в якості фінансового забезпечення, здійснюється на умовах договору, на підставі якого воно було надане, а у випадку якщо такі умови не встановлені - на вимогу замовника послуг транспортування у строк не пізніше п'яти банківських днів з моменту отримання оператором газотранспортної системи вимоги від замовника послуг транспортування за умови, якщо розмір фінансового забезпечення, що залишиться після повернення грошових коштів та/або банківських гарантій, достатній згідно з вимогами цього Кодексу, в іншому випадку - з моменту закінчення строку дії фінансового забезпечення та за умови відсутності заборгованості за надані послуги.
Замовник послуг транспортування має право використовувати надане оператору газотранспортної системи одне й те саме чинне фінансове забезпечення протягом часу надання послуг транспортування.

The returning of funds and/or bank guarantee provided by the network user as the financial security shall be returned on the terms and conditions of the contract by virtue of which it was provided and if such terms and conditions are not established, at the request of the network user within no later than five banking days after the gas transmission system operator's receipt of the request from the network user provided the amount of the financial security remained after the return of the funds and/or bank guarantee is sufficient according to the requirements of this Code otherwise - after the expiry of the term of the financial security and subject to the absence of any indebtedness for the services provided
The Network User has the right to use the same valid financial security provided to the gas transmission system operator during the time of provision of transportation services.

Фінансове забезпечення щодо оплати за вчинення дій з врегулювання добового небалансу не вимагається від замовників послуг транспортування, які мають довгостроковий кредитний рейтинг не нижчий за рівень «BBB», підтверджений агентством (компанією)

Financial security regarding payment for performance of actions for the settlement of daily imbalanc is not required from Network Users, that have long-term credit rating not lower than "BBB", assigned by agency (company) Standard & Poor's and/or Fitch IBCA, and/or not lower than the level "Baa2", assigned by agency (company) Moody's Investors Service.

Standard & Poor’s та/або Fitch IBCA, та/або не нижчий за рівень «Baa2», підтверджений агентством (компанією) Moody’s Investors Service.

## IX. РОЗПОДІЛ ПОТУЖНОСТІ.
## 1. Загальні умови.

1. Оператор газотранспортної системи надає право користування потужністю точок входу/виходу на прозорих та недискримінаційних засадах відповідно до положень цього Кодексу та договору транспортування природного газу.

Розмір потужності, що надається замовнику послуг транспортування в точці входу/виходу, визначається відповідно до положень цього Кодексу та договору транспортування природного газу.

2. Доступ до потужності надається оператором газотранспортної системи на такі періоди:

1) річний - потужність визначеного обсягу, доступна строком на 1 газовий рік, з постійним потоком за кожну газову добу протягом газового року;

2) квартальний - потужність визначеного обсягу, доступна строком на 1 газовий квартал, з постійним потоком за кожну газову добу протягом газового кварталу (квартали газового року починаються 01 жовтня, 01 січня, 01 квітня або 01 липня відповідно);

3) місячний - потужність визначеного обсягу, доступна строком на 1 газовий місяць, з постійним потоком за кожну газову добу протягом газового місяця (місяці починаються кожного першого дня газового місяця);

## IX. CAPACITY ALLOCATION
## 1. General conditions.

1. The gas transmission system operator shall provide the right to use the capacity of entry/exit points on a transparent and non-discriminatory basis in accordance with the provisions of this Code and the transportation contract.

The amount of capacity provided to the Network User at the entry/exit point is determined in accordance with the provisions of this Code and the transportation contract.

2. Access to capacity is provided by the gas transmission system operator for the following periods:

1) annual - capacity of a certain volume, available for a period of 1 gas year, with a constant flow for each gas day during the gas year;

2) quarterly - capacity of a certain volume, available for a period of 1 gas quarter, with a constant flow for each gas day during the gas quarter (gas year quarters start on October 01, January 01, April 01 or July 01, respectively);

3) monthly - capacity of a certain volume, available for a period of 1 gas month, with a constant flow for each gas day during the gas month (the months start on the first day of the gas month);

4) на добу наперед - потужність визначеного обсягу, доступна строком на 1 газову добу, з постійним потоком протягом газової доби, наступної за газовою добою, у якій відбувся розподіл потужності.

5) протягом доби - потужність визначеного обсягу, яка доступна з певного часу протягом газової доби і до часу закінчення газової доби з постійним потоком. При цьому одиниця виміру потужності протягом доби - тис куб. м/добу.

3. Оператор газотранспортної системи розподіляє вільну потужність у точках входу/виходу на річний, квартальний, місячний, на добу наперед, протягом доби, періоди окремо для кожного виду потужності:

1) гарантованої потужності;
2) переривчастої потужності;
3) потужності з обмеженнями з урахуванням положень пункту 1 глави 8 цього розділу.

4. При наданні доступу до гарантованої потужності оператор газотранспортної системи зобов'язаний надавати право користування визначеним обсягом потужності на гарантованій (постійній) основі.

При наданні переривчастої потужності оператор газотранспортної системи зобов'язаний надавати право користування визначеним обсягом потужності, якщо для цього є технічна можливість, але має право в будь-який час (із додержанням мінімального часу на повідомлення про переривання) перервати надання послуги, якщо транспортування технічно неможливе. Мінімальний час повідомлення про переривання для певної години газової доби становить 45 хвилин після початку циклу реномінації для цієї години газової доби.

Особливості надання доступу до потужностей з обмеженим доступом визначені главою 8 цього розділу.

5. Замовник послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні

4) on a day-ahead basis - capacity of a certain volume, available for a period of 1 gas day, with a constant flow during the gas day following the gas day in which the capacity allocation took place.

5) within-day - standard capacity products that can be applied for, in a given amount, by a Network User from a start time within a particular gas day until the end of the same gas day. In such case, units of measurement for within-day capacity are (ths $m^3$/day).

3. The gas transmission system operator shall allocate the available capacity at the entry/exit points for annual, quarterly, monthly, day ahead and within-day, periods separately for each type of capacity:

1) firm capacity;
2) interruptible capacity;
3) capacity with restrictions, taking into account the provisions of Paragraph 1 of Chapter 8 of this Section.

4. When providing access to guaranteed capacity, the gas transmission system operator is obliged to provide the right to use a certain amount of capacity on a guaranteed (permanent) basis.

When providing interruptible capacity, the gas transmission system operator shall be obliged to provide the right to use a certain amount of capacity, if this is technically possible, but shall have the right to interrupt the provision of the service at any time (taking into account requirements for the minimum time for interruption notices) if transmission is technically impossible. The minimum interruption notification time for a given hour of gas day is 45 minutes after the start of the renomination cycle for that hour of gas day.

The details of access provision to capacities with restrictions are defined in Chapter 8 of this section.

5. The Network User, on which in accordance with the established procedure by the decision of the Cabinet of Ministers of Ukraine in accordance with Article 11 of the Law of Ukraine "On the Natural Gas Market" are imposed

обов’язки з постачання природного газу, здійснює окреме замовлення потужності в межах виконання ним таких спеціальних обов’язків.

6. Потужність фізичної точки входу до газотранспортної системи з газосховища, приєднаного до газотранспортної системи, та фізичної точки виходу до газосховища надається виключно оператору газосховища на гарантованій основі.

7. Потужність фізичної точки входу з установок LNG надається замовникам послуг транспортування відповідно до вимог цього Кодексу на гарантованій основі.

8. Потужність фізичної та/або віртуальної точки входу від суміжного газовидобувного підприємства (через мережі якого може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств) надається виключно суміжному газовидобувному підприємству та газовидобувним підприємствам, що подають обсяги природного газу власного видобутку, через мережі суміжного газовидобувного підприємства на гарантованій основі.

9. Потужність віртуальної точки входу з газорозподільної системи надається газовидобувному підприємству, що безпосередньо підключене до газорозподільної системи, та газовидобувним підприємствам, що подають обсяги природного газу власного видобутку, через мережі газовидобувного підприємства, яке безпосередньо підключене до газорозподільних систем.

Потужність віртуальної точки входу з газорозподільної системи пропонується на переривчастій основі.

10. Потужність віртуальної точки виходу до газорозподільних систем надається замовникам послуг транспортування відповідно до вимог цього Кодексу на гарантованій основі.

special obligations for the supply of natural gas, carries out separate capacity booking within the framework of such special duties fulfillment.

6. The capacity of the physical entry point to the gas transmission system from the gas storage facility connected to the gas transmission system and the physical exit point to the gas storage facility shall be provided exclusively to the gas storage operator on a guaranteed basis.

7. The capacity of the physical entry point from LNG installations shall be provided to Network Users in accordance with the requirements of this Code on a guaranteed basis.

8. The capacity of the physical and/or virtual entry point from an adjacent gas production entity (through which natural gas may be transmitted by another gas production company or group of gas production enterprises) shall be provided exclusively to the adjacent gas production enterprise and to natural gas production enterprises delivering natural gas of their production through systems of the adjacent gas production entity on a guaranteed basis,

9. Capacity of the virtual entry point from the gas distribution system shall be provided to the gas-producing enterprise directly connected to the gas-distribution system and to the gas-producing enterprises delivering natural gas of their own production through the systems of the gas-producing enterprise directly connected to the gas distribution systems.

Capacity of the virtual entry point from the gas distribution system is offered on the interruptible basis.

10. Capacity of the virtual exit point to the gas distribution systems shall be provided to the Network Users in accordance with the requirements of this Code on a guaranteed basis.

Оператори газорозподільних систем для забезпечення транспортування природного газу, необхідного для покриття власних виробничо-технологічних витрат та втрат, замовляють потужність віртуальної точки виходу до газорозподільної системи відповідно до вимог цього Кодексу.

Загальна потужність кожної віртуальної точки виходу до газорозподільної системи дорівнює сумі технічних потужностей усіх фізичних точок виходу до газорозподільної системи, які вона об'єднує.

Потужність фізичних точок виходу до газорозподільної системи не розподіляється.

Gas distribution system operators, to ensure the transportation of natural gas required to cover their own production and technological costs and losses, book the capacity of the virtual exit point to the gas distribution system in accordance with the requirements of this Code.

The total capacity of each virtual exit point to the gas distribution system is equal to the sum of the technical capacities of all physical exit points to the gas distribution system, which it combines.

Capacity of the physical exit points to the gas distribution system is not allocated.

11. Потужність фізичної точки виходу до прямого споживача надається замовникам послуг транспортування відповідно до вимог цього Кодексу на гарантованій основі.

У випадку несанкціонованого відбору природного газу прямим споживачем відповідальність за фактично використану потужність несе прямий споживач як за перевищення потужності у точці виходу до прямого споживача.

11. The capacity of the physical exit point to the direct consumer is provided to the Network Users in accordance with the requirements of this Code on a guaranteed basis.

In case of unauthorized off-take of natural gas by the direct consumer, the direct consumer is responsible for the actual capacity used, as for the excess of capacity at the exit point to the direct consumer.

12. Потужність віртуальної точки виходу до суміжного газовидобувного підприємства розподіляється замовникам послуг транспортування, які здійснюють постачання природного газу споживачам, підключеним до мереж суміжного газовидобувного підприємства.

12. Capacity of the virtual exit point to an adjacent gas production enterprise is allocated to the Network Users that supply natural gas to consumers connected to the systems of the adjacent gas production enterprise.

Потужність віртуальної точки виходу до суміжного газовидобувного підприємства пропонується на переривчастій основі.

Capacity of the virtual exit point to the adjacent gas production company is offered on an interruptible basis.

13. Потужність точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях у разі замовлення гарантованих та/або переривчастих потужностей надається замовнику послуг транспортування згідно з вимогами розділу XIX цього Кодексу.

13. The capacity at interconnection entry and exit points in case of booking on a firm and/or interruptible basis shall be provided to a Network User in accordance with Section XIX of this Code.

14. Замовник послуг транспортування одночасно може використовувати як гарантовану, так і переривчасту потужність у точках входу та виходу газотранспортної системи.

14. The Network User can simultaneously use both guaranteed and interruptible capacity at the entry/exit points of the gas transmission system.

15. Величина використаних замовником послуг транспортування обсягів потужності точок входу/виходу дорівнює величинам остаточних алокацій щодобових подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу у відповідних точках входу/виходу. Відповідальність за перевищення замовлених потужностей несуть замовники послуг транспортування відповідно до договору транспортування природного газу.

16. Оператор газотранспортної системи оприлюднює на своєму вебсайті перелік точок входу/виходу, обсяг технічної, договірної та вільної потужності. Оператор газотранспортної системи зазначає про точки входу/виходу, для яких з точки зору технічних обмежень обсяг та вид потужності може відрізнятись в окремі періоди газового року.

17. Доступ замовника послуг транспортування до потужності може бути обмежений на період проведення планових ремонтних робіт у газотранспортній системі, а також виникнення аварій та впровадження обмежень згідно з положеннями цього Кодексу.

## 2. Надання доступу до потужності

1. Доступ до потужності надається лише замовникам послуг транспортування, які уклали з оператором газотранспортної системи договір транспортування.

2. У договорі транспортування природного газу чи його окремому додатку зазначаються:

точки входу та/або виходу;

обсяг розподіленої (договірної) потужності;

період (річний, квартальний, місячний);

тип потужності (гарантована чи переривчаста, потужність з обмеженнями);

строк, на який потужність була розподілена.

3. Оператор газотранспортної системи визначає обсяг вільної потужності на точках входу та точках виходу з урахуванням потужностей, які були надані в рамках процедури розподілу потужності.

4. Розподіл потужності здійснюється за таких умов:

15. The amount of entry / exit point capacity used by the Network User is equal to the values of the final allocations of daily inputs off-takes of the Network User at the respective entry/exit points. The responsibility for capacity excess is beared by the Network User in accordance with the transportation contract.

16. The gas transmission system operator shall publish on its web site a list of entry/exit points, technical, contractual and available capacity. The gas transmission system operator shall indicate the entry/exit points for which, in terms of technical limitations, the amount and type of capacity may differ in different periods of the gas year.

17. Access to capacity of the Network User may be limited to the period of scheduled repairs in the gas transmission system, as well as the occurrence of accidents and restrictions in accordance with the provisions of this Code.

## 2. Provision of access to capacity

1. Access to capacity shall be granted only to Network Users who have concluded a gas transportation contract with the gas transmission system operator.

2. The gas transportation contract or its separate annex shall specify:

entry and/or exit points;

volume of allocated (contracted) capacity;

period (annual, quarterly, monthly);

capacity type (guaranteed or interruptible, capacity with restrictions);

the period for which capacity was allocated.

3. The gas transmission system operator shall determine the amount of available capacity at entry and exit points, taking into account capacities that were provided by the allocation procedure.

у випадку річних періодів - для будь-яких п’ятнадцяти (15) газових років, наступних за газовим роком, у якому відбулося розподілення потужності;

у випадку квартальних періодів - для будь-яких послідовних окремих газових кварталів газового року, які слідують за газовим кварталом, у якому відбувся розподіл потужності, або останнього газового кварталу газового року, наступного за газовим кварталом, у якому відбувся розподіл потужності;

у випадку місячних періодів - для газового місяця, наступного за газовим місяцем, у якому відбувся розподіл потужності;

у випадку потужності на період на добу наперед - для будь-якої газової доби, наступної за газовою добою, у якій відбувся розподіл потужності;

у випадку потужності протягом доби - для будь-яких годин, які починаються наступної години, у якій відбувся розподіл потужності, і до часу закінчення газової доби.

5. Оператор газотранспортної системи зобов’язаний на власному вебсайті в мережі Інтернет оприлюднювати інформацію про величини технічної та вільної потужності відповідно до розділу XVIII цього Кодексу.

## 3. Заявка на розподіл потужності

1. Замовник послуг транспортування, який має намір замовити (забронювати) потужність (крім потужності на добу наперед/протягом доби) в певній точці входу до газотранспортної системи та/або точці виходу з газотранспортної системи, крім точок міждержавного з’єднання у разі бронювання гарантованих та/або переривчастих потужностей, подає у строки, визначені цим Кодексом, оператору газотранспортної

4. Capacity allocation shall be carried out under the following conditions:

in case of annual capacity - for any fifteen (15) gas years following the gas year when the capacity allocation has occurred;

in case of quarterly capacity - for any consecutive gas quarters of the gas year following the gas quarter when the capacity allocation has occurred or the last gas quarter of the gas year following the gas quarter when the capacity allocation has occurred;

in case of monthly capacity - for the gas month following the gas month when the capacity allocation has occurred;

in case of day-ahead capacity - for any gas day following the gas day when the capacity allocation has occurred;

in case of within-day capacity - for any hours starting from the hour after the capacity allocation has occurred and till the end of the gas day.

5. The gas transmission system operator is obliged to publish information on technical and available capacity in accordance with section XVIII of this Code on its web-site.

## 3. Application for capacity allocation

1. The Network User intended to book capacity (except day-ahead and within-day capacities) at some entry and/or exit point to the gas transmission system, except interconnection points in case of booking of firm and/or interruptible capacities, shall submit an application for the capacity allocation to the gas transmission system operator using the form published on the operator’s web-site within time limits specified by this Code.

системи заявку на розподіл потужності за формою оператора газотранспортної системи, опублікованою на його вебсайті.

2. Заявки на розподіл потужності, подані з порушенням строків, передбачених процедурою розподілу потужностей, що визначена в главі 5 цього розділу, залишаються без розгляду.

3. Замовник послуг транспортування може подати зведену заявку на розподіл потужності, що передбачає декілька точок входу та/або точок виходу.

4. У заявці зазначається потужність окремо для кожної точки входу та окремо для кожної точки виходу, а також період, на який має бути наданий доступ до потужності.

## 4. Процедура попереднього розгляду заявки на розподіл потужності

2. Capacity allocation applications submitted in violation of the time limits provided for in the capacity allocation procedure set out in Chapter 5 of this Section are not considered.

3. The Network User may submit a consolidated capacity allocation application that provides for multiple entry points and/or exit points.

4. The application shall specify the capacity separately for each entry point and for each exit point, as well as the period for which access to the capacity is provided.

## 4. Procedure of preliminary review of the application for capacity allocation.

1. Оператор газотранспортної системи протягом трьох робочих днів з дня отримання заявки на розподіл потужностей здійснює попередній розгляд цієї заявки. Якщо дані, викладені в заяві, потребують уточнення, оператор газотранспортної системи протягом зазначеного строку направляє замовнику послуг транспортування письмовий запит та вказує вичерпний перелік даних, які потребують уточнення. При цьому строк попереднього розгляду заявки на розподіл потужності продовжується на період уточнення замовником послуг транспортування даних.

2. Протягом п’ятиденного строку з дня отримання запиту щодо уточнення даних замовник послуг транспортування надає оператору газотранспортної системи відповідні уточнення та доповнення. Якщо доповнена заявка на розподіл потужностей не буде подана протягом встановленого строку, то оператор газотранспортної системи має право залишити заявку без розгляду.

3. За результатами попереднього розгляду оператор газотранспортної системи письмово повідомляє замовника послуг транспортування протягом 2-х робочих днів про прийняття заявки для участі в процедурі розподілу потужності або залишення заявки без розгляду із зазначення причини відмови.

4. Будь-яка кореспонденція протягом попереднього розгляду заявки на розподіл потужності повинна бути надана в електронному та/або паперовому вигляді.

## 5. Процедура розподілу потужності

1. TSO shall review the capacity allocation application within three business days from the date of receipt of the application. If data indicated in the application require specification, the TSO shall transmit a written inquiry to the Network User within the specified timeframe and shall indicate an exhaustive list of data that require clarification. Herewith, timeframe for the preliminary review of the capacity allocation application shall be extended for the period of specification of the data by the Network User.

2. Within five days after receiving the inquiry into clarified data, the Network User shall provide the TSO with relevant clarifications and supplementary information. If an amended application for capacity allocation is not filed within the prescribed period, the TSO has the right to leave the application without consideration.

3. Proceeding from the results of preliminary consideration, within 2 business days, the TSO shall notify in writing the Network User of acceptance of the application to participate in the capacity allocation procedure or of leaving the application without consideration, with the indication of grounds for refusal.

4. During the preliminary review of the application for the capacity allocation, any correspondence shall be submitted in soft and/or hard copy.

## 5. Capacity allocation procedure

1. Кожний замовник послуг транспортування може подати одну заявку на розподіл гарантованої потужності та одну заявку на розподіл переривчастої потужності в цій точці входу або виходу.

Замовник послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні обов'язки з постачання природного газу, подає одну заявку на розподіл гарантованої потужності та одну заявку на розподіл переривчастої потужності в цій точці входу або виходу окремо для замовлення потужності в межах виконання ним таких спеціальних обов'язків та замовлення потужності не в межах виконання ним таких обов'язків.

2. У рамках процедури розподілу потужності беруть участь заявки щодо:

1) річних періодів, які були подані в робочі дні в період з останнього понеділка червня до другого понеділка липня включно, які належать до одного або декількох з п'ятнадцяти газових років, наступних за газовим роком, у якому подається заявка;

2) квартальних періодів, які були подані щодо кожного кварталу окремо:

I-IV кварталів наступного газового року (починається 01 жовтня) в робочі дні в період з останнього понеділка липня поточного газового року до другого понеділка серпня поточного газового року включно;

I-IV кварталів поточного газового року (починається 01 січня) в робочі дні в період з останнього понеділка жовтня до другого понеділка листопада включно;

III-IV кварталів поточного газового року (починається 01 квітня) в робочі дні в період з останнього понеділка січня до другого понеділка лютого включно;

IV кварталу поточного газового року (починається 01 липня) в робочі дні в період з останнього понеділка квітня до другого понеділка травня включно;

1. Each Network User may submit one application for allocation of guaranteed capacity and one application for allocation of interruptible capacity at this entry or exit point.

The Network User, on which in accordance with the established procedure by the decision of the Cabinet of Ministers of Ukraine in accordance with Article 11 of the Law of Ukraine "On the Natural Gas Market", are imposed special obligations for the supply of natural gas, submits one application for allocation of guaranteed capacity and one application for allocation of interruptible capacity at this entry or exit point separately for ordering capacity within the performance of such special duties and ordering capacity not within the scope of such duties.

2. The following applications take part in the capacity allocation procedure:

1) for the annual capacities, submitted on working days from the last Monday of June till and including the second Monday of July, that belong to one or more of the fifteen gas years following the gas year when the application is being submitted;

2) for the quarterly capacities, submitted for each quarter separately:

IV quarters of the following gas year (beginning October 01) on working days from the last Monday of July of the current gas year till and including the second Monday of August of the current gas year;

II-IV quarters of the current gas year (beginning January 01) on working days from the last Monday of October till and including the second Monday of November;

III-IV quarters of the current gas year (beginning April 01) on working days from the last Monday of January till and including the second Monday of February;

IV quarter of the current gas year (beginning July 01) on working days from the last Monday of April till and including the second Monday of May;

3) місячних періодів, які були подані в робочі дні в період з першого до третього понеділка місяця, що передує місяцю, у якому розподіляється потужність.

3. Розмір вільної потужності протягом наступних п’ятнадцяти (15) газових років у фізичних точках входу і виходу, яка буде предметом процедури розподілу потужності, оператор повідомляє на своєму вебсайті за 30 календарних днів до початку прийняття заявок.

4. Під час процедури розподілу потужностей оператор газотранспортної системи проводить технічний аналіз, який включає оцінку можливості газотранспортної системи задовольнити заявку замовника послуг транспортування.

5. Задоволення або часткове задоволення заявки може бути здійснене оператором газотранспортної системи шляхом надання гарантованої або переривчастої потужності.

6. Оператор газотранспортної системи відмовляє в розподілі потужності у випадках, визначених у главі 1 цього розділу.

7. Розподіл вільної гарантованої потужності повинен відбуватися в такому порядку: річна, квартальна, місячна потужності.

8. Оператор газотранспортної системи за результатами проведення процедури розподілу потужності повідомляє замовнику послуг транспортування:

1) для заявок, поданих на річні періоди, - до третього понеділка липня поточного року про розподілену йому потужність у точках входу та виходу;

2) для заявок, поданих на квартальні періоди:

до третього понеділка серпня щодо I-IV кварталів наступного газового року (починається 01 жовтня) про розподілену йому потужність у точках входу та виходу;

до третього понеділка листопада щодо II-IV кварталів поточного газового року (починається 01 січня) про розподілену йому потужність у точках входу та виходу;

3) for the monthly capacities, submitted on working days from the first Monday and till the third Monday of the month preceding the month when the capacity is being allocated.

3. The amount of available capacity during the next fifteen (15) gas years at the physical entry and exit points that will be subject to the capacity allocation procedure shall be published by the operator on its website 30 calendar days before the start of the application receiving.

4. During the capacity allocation procedure, the gas transmission system operator shall carry out a technical analysis, which shall include an assessment of the ability of the gas transmission system to satisfy the application of the Network User.

5. The satisfaction or partial satisfaction of the application may be made by the gas transmission system operator by providing guaranteed or interruptible capacity.

6. The gas transmission system operator shall refuse to allocate capacity in cases specified in Chapter 1 of this Section.

7. The allocation of available guaranteed capacity shall be performed in the following order: annual, quarterly, monthly capacity.

8. The gas transmission system operator shall inform a Network User, after the capacity allocation procedure, regarding following:

1) for applications submitted for annual capacities - till the third Monday of July of the current year, about the allocated capacity at entry and exit points;

2) for applications submitted for quarterly capacities:

till the third Monday of August concerning I-IV quarters of the following gas year (beginning October 01), about the allocated capacity at entry and exit points;

till the third Monday of November, concerning II-IV quarters of the current gas year (beginning January 01), about the allocated capacity at entry and exit points;

до третього понеділка лютого щодо III-IV кварталів поточного газового року (починається 01 квітня) про розподілену йому потужність у точках входу та виходу;

до третього понеділка травня щодо IV кварталу поточного газового року (починається 01 липня) про розподілену йому потужність у точках входу та виходу;

3) для заявок, поданих на місячні періоди, які належать до поточного року, - протягом двох днів після завершення періоду прийому заявок про розподілену йому потужність у точках входу та виходу.

## 6. Узгодження розподілу потужності

till the third Monday of February, concerning III-IV quarters of the current gas year (beginning April 01), about the allocated capacity at entry and exit points;

till the third Monday of May, concerning IV quarter of the current gas year (beginning July 01), about the allocated capacity at entry and exit points;

3) for applications submitted for monthly capacities belonging to the current year - within two days after the end of applications submission, about the allocated capacity at entry and exit points.

## 6. Capacity Allocation Confirmation

1. Якщо в результаті проведення розподілу потужності замовнику послуг транспортування буде розподілена потужність, оператор газотранспортної системи має повідомити йому про розподіл потужності протягом п’яти робочих днів з дня розподілу потужності.

2. Замовник послуг транспортування, для якого було розподілено потужність повинен бути поінформований про це в письмовій формі або в електронному вигляді шляхом надсилання на електронну пошту сканованих копій відповідних оригіналів документів. Будь-яка інформація вважається наданою, якщо документи надаються в електронному вигляді на електронну пошту, зазначену в заявці на розподіл потужності.

3. Узгоджуючи розподіл потужності, оператор газотранспортної системи повинен інформувати замовника послуг транспортування про необхідний рівень фінансового забезпечення та надати замовнику послуг транспортування проєкт розподілу потужності у строк п’ять (5) робочих днів з дня повідомлення замовника послуг транспортування про розподілену йому потужність.

4. Протягом п’яти робочих днів з дати отримання проєкту про розподіл потужності замовник послуг транспортування повинен надати оператору газотранспортної системи підписаний з боку замовника розподіл потужності.

## 7. Потужність на період однієї газової доби

1. If, as a result of the capacity allocation capacity is allocated to the Network User, the gas transmission system operator shall inform the Network User on the capacity allocation within five working days from the date of capacity allocation.

2. Network User, for whom the capacity was allocated, shall be informed about it in written or in electronic form by sending scanned copies of relevant original documents to an e-mail address. Any type of information shall be considered as provided in case the documents are sent in electronic form to the email address, which was specified in the application for the allocation of capacities.

3. When confirming the capacity allocation, the gas transmission system operator shall inform the Network User on the required level of financial security and provide to the Network User a draft of capacity allocation within five (5) working days from the date of notification of the Network User on the allocated capacity.

4. Within five business days from the date of capacity allocation design receipt, Network User shall provide the TSO with a signed by the customer capacity allocation.

## 7. Capacity on day-ahead basis

1. Доступ до потужності точок входу/виходу на добу наперед надається на підставі укладеного договору транспортування та номінації, підтвердженої оператором газотранспортної системи.

Доступ до потужності точок входу/виходу протягом доби надається на підставі укладеного договору транспортування та реномінації, підтвердженої оператором газотранспортної системи.

Номінація/реномінація підтверджується оператором газотранспортної системи відповідно до глави 1 цього розділу та вимог розділу XI цього Кодексу.

2. У випадку якщо обсяг природного газу, визначений у номінації, поданій замовником послуг транспортування, перевищує величину суми вже розподіленої йому потужності на річний, квартальний та місячний періоди, то вважається, що замовник послуг транспортування на величину перевищення подав заявку на розподіл потужності на добу наперед.

Підтверджена оператором газотранспортної системи номінація на газову добу є підтвердженням розподілу потужності на добу наперед (на величину перевищення обсягом природного газу, визначеним у номінації, величини суми вже розподіленої замовнику послуг транспортування потужності на річний, квартальний та місячний періоди).

У випадку якщо обсяг природного газу, визначений у реномінації, поданій замовником послуг транспортування, перевищує величину суми вже розподіленої йому потужності на річний, квартальний, місячний періоди та на добу наперед, то вважається, що замовник послуг

1. The access to the capacity of entry/exit points on day-ahead basis shall be provided on the basis of the concluded transmission contract and nomination confirmed by the gas transmission system operator.

The access to within-day capacity of entry/exit points shall be provided on the basis of the concluded transportation agreement and renomination confirmed by the gas transmission system operator.

The nomination/renomination shall be confirmed by the gas transmission system operator in accordance with Chapter 1 of this Section and Section XI of this Code.

2. If the amount of natural gas submitted by a Network User and specified in the nomination exceeds the amount of the already allocated capacity for annual, quarterly and monthly periods, then it is considered that the Network User has submitted an application for capacity allocation on day-ahead basis for the exceeding amount.

The nomination for a gas day, confirmed by the gas transmission system operator, is a confirmation of capacity allocation on the day-ahead basis (for the exceeding amount of volume of natural gas, specified in the nomination the amount of the already allocated capacity to the Network User for annual, quarterly and monthly periods).

If the amount of natural gas submitted by a Network User and specified in the renomination, exceeds the amount of the already allocated capacity for annual, quarterly and monthly periods, then it is considered that the Network User has submitted an application for capacity allocation on day-ahead basis for the exceeding amount.

The renomination for a gas day, confirmed by the gas transmission system operator, is a confirmation of capacity allocation on the day-ahead basis (for

транспортування на величину перевищення подав заявку на розподіл потужності протягом доби.

Підтверджена оператором газотранспортної системи реномінація на газову добу є підтвердженням розподілу потужності протягом доби (на величину перевищення обсягом природного газу, визначеним у реномінації, величини суми вже розподіленої замовнику послуг транспортування потужності на річний, квартальний, місячний періоди та на добу наперед).

3. Оператор газотранспортної системи публікує на своєму вебсайті розмір гарантованої потужності та переривчастої потужності фізичних точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях на період однієї газової доби.

4. Номінації на період однієї газової доби подаються оператору газотранспортної системи відповідно до положень розділу XI цього Кодексу.

5. Якщо існують технічні можливості надання газотранспортних послуг згідно з номінацією, оператор газотранспортної системи розподіляє замовнику послуг транспортування гарантовану потужність відповідно до положень розділу XI цього Кодексу. Якщо відсутня вільна гарантована потужність, то замовнику послуг транспортування розподіляється потужність на переривчастій основі з урахуванням особливостей, визначених у главі 1 цього розділу.

## 8. Потужність з обмеженнями

the exceeding amount of volume of natural gas, specified in the renomination the amount of the already allocated capacity to the Network User for annual, quarterly and monthly periods).

3. The gas transmission system operator shall publish on its website the amount of guaranteed capacity and interruptible capacity of physical entry/exit points on interconnections for a period of one gas day.

4. Nominations for one gas day shall be submitted to the gas transmission system operator in accordance with the provisions of Section XI of this Code.

5. If there is a technical capability to provide gas transportation services in accordance with the nomination, the gas transmission system operator shall allocate the guaranteed capacity to the Network User in accordance with the provisions of Section XI of this Code. If there is no available guaranteed capacity, the Network User shall be provided (allocated) with interruptible capacities, taking into account provisions defined in Chapter 1 of this Section.

## 8. Capacity with restrictions

1. Оператор газотранспортної системи надає такі види потужності з обмеженнями:

1) право одночасного користування потужністю точки входу та точки виходу на міждержавному з'єднанні з урахуванням обмежень, встановлених цією главою;

2) право одночасного користування потужністю точки входу/виходу на міждержавному з'єднанні та точки виходу/входу до/з газосховища чи групи газосховищ з урахуванням обмежень, встановлених цією главою. Право одночасного користування потужністю точки виходу на міждержавному з'єднанні та точки входу з газосховища чи групи газосховищ може бути надане замовнику послуг транспортування виключно на обсяги природного газу, які були подані на точку виходу до газосховища чи групи газосховищ на умовах користування потужністю з обмеженнями.

Доступ до потужності з обмеженнями пропонується на переривчастій основі на місячний період або на період однієї газової доби залежно від технічних можливостей оператора газотранспортної системи.

2. Оператор газотранспортної системи надає доступ до потужностей з обмеженнями по всіх точках входу/виходу на міждержавному з'єднанні, по яких Регулятор затвердив коефіцієнти для потужності з обмеженнями згідно з Методикою визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання. Перелік таких точок входу/виходу та розміри коефіцієнтів оператор газотранспортної системи публікує на своєму вебсайті.

3. Вартість доступу до потужності розраховується із застосуванням коефіцієнтів та тарифів для точок входу та точок виходу до/з газотранспортної системи, встановлених Регулятором. Умови оплати

1. The gas transmission system operator shall provide the following types of capacity with restrictions:

1) the right to simultaneously use capacity of cross-border entry and exit points taking into account restrictions established by this Chapter;

2) the right to simultaneously use capacity of a cross-border entry/exit point and exit/entry point to/from an Underground Gas Storage (UGS) or a group of gas storages taking into account restrictions established by this Chapter. The right to simultaneously use capacity of a cross-border exit point and an entry point from a gas storage or a group of gas storages may be granted to a network user of transmission services only for the volumes of natural gas supplied at the exit point to a gas storage or group of gas storages on the terms of use of capacity with restrictions.

The access to capacity with restrictions is offered on an interruptible basis for a month or for one Gas Day, depending on technical capabilities of the gas transmission system operator.

2. The gas transmission system operator shall grant access to capacity with restrictions at all cross-border entry/exit points, for which Regulator has approved coefficients for capacity with restrictions according to the Methodology for determination and calculation of tariffs for natural gas transmission services for entry and exit points based on the perennial stimulating regulation. The list of such entry/exit points together with relevant coefficients shall be published by the gas transmission system operator on its website.

3. The cost of access to capacity shall be calculated using established by the Regulator coefficients and tariffs for entry and exit points to/from the gas transmission system. The terms of payment for access to capacity with

доступу до потужності з обмеженнями визначаються в договорі транспортування природного газу та цьому Кодексі.

4. Для використання потужності з обмеженнями замовник послуг транспортування подає оператору газотранспортної системи окрему номінацію/реномінацію, в якій зазначається, що така номінація/реномінація подається для використання потужності з обмеженнями. Замовник, який має намір використовувати потужність з обмеженнями, повинен попередньо отримати від оператора газотранспортної системи додатковий код ідентифікації - шипер-код, який використовується замовником при наданні номінацій/реномінацій та оператором газотранспортної системи під час процедури перевірки відповідності номінацій/реномінацій із оператором суміжної газотранспортної системи для обсягів газу, які транспортуються шляхом замовлення потужності з обмеженнями. У випадку використання потужності з обмеженнями замовник подає окрему номінацію/реномінацію із зазначенням цього коду ідентифікації - шипер-коду.

5. Обсяги природного газу, що транспортуються на умовах користування потужністю з обмеженнями, не обліковуються оператором газотранспортної системи в портфоліо балансування замовника послуг та не враховуються в розрахунку його добового небалансу.

6. Потужність з обмеженнями, зазначена в підпункті 1 пункту 1 цієї глави, передбачає такі додаткові умови (обмеження):

1) потужність з обмеженнями визначених точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні може використовуватися замовником виключно для транспортування природного газу між цими точками і не може використовуватися для транспортування природного газу від/до інших точок входу/виходу;

2) відсутність доступу до віртуальної торгової точки;

restrictions are defined in the natural gas transmission contract and this Code.

4. For the use of capacity with restrictions, a network user of transmission services shall submit to the gas transmission system operator a separate nomination/renomination stating that such nomination/renomination shall be submitted for the use of capacity with restrictions. The network user intended to use capacity with restrictions shall, first of all, obtain from the gas transmission system operator an additional identification code - a shipper-code used by a network user while providing nominations/renominations and the gas transmission system operator during the procedure of verification of conformity of nominations/renominations with the operator of the adjacent gas transmission system for volumes of gas transmitted by means of ordering capacity with restrictions. In case of use of capacity with restrictions, the network user shall submit a separate nomination/renomination stating this identification code – shipper-code.

5. The volumes of natural gas transmitted under usage conditions of capacity with restrictions shall not be added by the gas transmission system operator in the network user's balancing portfolio and shall not be taken into account while calculating the daily imbalance.

6. The capacity with restrictions specified in sub-paragraph 1 of paragraph 1 of this Chapter provides for the following additional conditions (restrictions):

1) capacity with restrictions on designated cross-border entry/exit points may be used by the network user only for the purpose of transmission of natural gas among these points and may not be used for transmission of natural gas from/to other entry/exit points;

2) the absence of access to the virtual trading point;

3) обсяг природного газу, поданий до газотранспортної системи у визначеній точці входу на міждержавному з'єднанні, повинен дорівнювати обсягу природного газу, відібраному з газотранспортної системи у визначеній точці виходу на міждержавному з'єднанні, протягом кожної газової доби;

4) номінації/реномінації при використанні таких потужностей підтверджуються після підтвердження номінацій/реномінацій замовників послуг транспортування, яким надано право користування гарантованою та/або переривчастою потужністю. Обсяги транспортування природного газу, визначені в підтверджених номінаціях/реномінаціях замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування потужністю з обмеженнями, можуть бути зменшені оператором газотранспортної системи в односторонньому порядку у випадку, коли відсутні вільні потужності для надання таких послуг та/або існує необхідність виконання реномінацій замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування гарантованою та/або переривчастою потужністю, або з метою недопущення виникнення небалансу у таких замовників послуг транспортування;

5) обсяг природного газу, зазначений у номінації/реномінації для точки входу на міждержавному з'єднанні, має відповідати обсягу природного газу, зазначеному для точки виходу на міждержавному з'єднанні, в іншому випадку оператор газотранспортної системи відхиляє таку номінацію/реномінацію;

6) природний газ транспортується в митному режимі транзиту відповідно до вимог Митного кодексу України.

Якщо в результаті процесу перевірки відповідності номінації/реномінації з операторами суміжних систем виявляється, що підтверджені обсяги природного газу для потужності з обмеженнями в точці входу відрізняються від підтверджених обсягів у точці виходу,

3) the volume of natural gas supplied to the gas transmission system at the specified cross-border entry point shall be equal to the volume of natural gas extracted from the gas transmission system at the specified cross-border exit point during each Gas Day;

4) nominations/renominations in case of such capacities' usage shall be confirmed after confirmation of nominations/renominations of transmission service network users who were granted the right to use firm and/or interruptible capacity. The volumes of natural gas transmission defined in confirmed nominations/renominations of transmission service network users who were granted the right to use capacity with restrictions may be reduced unilaterally by the gas transmission system operator when there is no available capacity for the provision of such service and/or there is a need to fulfill renominations of transmission service network users who were granted the right to use firm and/or interruptible capacity, or with a purpose to prevent an imbalance of such transmission service users.

5) the volume of natural gas indicated in nomination/renomination for the cross-border entry point shall correspond to the volume of natural gas indicated for the cross-border exit point, otherwise the gas transmission system operator shall reject such nomination/renomination;

6) the natural gas shall be transmitted in the customs transit mode according to the requirements of the Customs Code of Ukraine.

If after the nomination/renomination checking process with adjacent system operators it is found that confirmed volumes of natural gas for capacity with restrictions at the entry point differ from confirmed volumes at the exit point, then gas transmission system operator, in order to prevent the daily imbalance for the network user shall unilaterally reduce confirmed volumes to the least of the confirmed volumes of natural gas and inform

оператор газотранспортної системи з метою уникнення добового небалансу у замовника в односторонньому порядку зменшує підтверджені обсяги до найменшого із підтверджених обсягів природного газу та інформує про це замовників та відповідного оператора суміжної системи.

7. Потужність з обмеженнями, зазначена в підпункті 2 пункту 1 цієї глави, передбачає такі додаткові умови (обмеження):

1) потужність з обмеженнями визначених точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні може використовуватися замовником послуг транспортування виключно для транспортування природного газу між такими точками входу/виходу на міждержавному з'єднанні та точками виходу/входу до/з газосховища чи групи газосховищ і не може використовуватися для транспортування природного газу до/від інших точок входу/виходу газотранспортної системи;

2) відсутність доступу до віртуальної торгової точки;

3) обсяг природного газу, поданий/відібраний до/з газотранспортної системи у визначеній точці входу/виходу на міждержавному з'єднанні, повинен дорівнювати обсягу природного газу, відібраному/поданому з/до газотранспортної системи в точці виходу/входу до/з газосховища чи групи газосховищ, протягом кожної газової доби;

4) номінації/реномінації підтверджуються після підтвердження номінацій/реномінацій замовників послуг транспортування, яким надано право користування гарантованою та/або переривчастою потужністю. Обсяги транспортування природного газу, визначені в підтверджених номінаціях/реномінаціях замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування потужністю з обмеженнями, можуть бути зменшені оператором газотранспортної системи в односторонньому порядку у випадку, коли відсутні вільні потужності для надання таких послуг та/або існує необхідність

network users and the relevant adjacent system operator.

7. The capacity with restrictions specified in subparagraph 2 of Paragraph 1 of this chapter provides for the following additional conditions (restrictions):

1) capacity with restrictions on defined cross-border entry/exit points may be used by a network user of transmission services only for the transmission of natural gas between such cross-border entry/exit points and exit/entry points to/from an underground gas storage or a group of gas storages and shall not be used to transport natural gas to/from other entry/exit gas transmission system points;

2) the absence of access to the virtual trading point;

3) the volume of natural gas supplied/withdrawn to/from the gas transmission system at the designated cross-border entry/exit point shall be equal to the volume of natural gas withdrawn/supplied from/to the gas transmission system at the point of exit/entry to/from the gas storage or a group of gas storages during each Gas Day;

4) nominations/renominations shall be confirmed after the confirmation of nominations/renominations of transmission service network users, who have been granted the right to use firm and/or interruptible capacity. The volumes of transmitted natural gas that are defined in confirmed nominations/renominations of transmission service network users who have been granted the right to use capacity with restrictions may be reduced unilaterally by the gas transmission system operator when there is no available capacity for the provision of such services and/or there is a necessity to fulfill renominations of transmission service network users, who have been granted the right to use firm and/or interruptible capacity, or

виконання реномінацій замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування гарантованою та/або переривчастою потужністю, або з метою недопущення виникнення небалансу у таких замовників послуг транспортування;

5) обсяг природного газу, зазначений у номінації/реномінації для точки входу або виходу на міждержавному з'єднанні, має відповідати обсягу природного газу, зазначеному для точки виходу або входу до/з газосховища чи групи газосховищ, в іншому випадку оператор газотранспортної системи відхиляє таку номінацію/реномінацію;

6) природний газ транспортується до/від газосховищ та зберігається в газосховищах у митному режимі митного складу, за яким такий природний газ має статус іноземного товару відповідно до статті 4 Митного кодексу України.

Замовлення та оплата послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу здійснюється замовником окремо на підставі договору зберігання (закачування, відбору) природного газу, укладеного між таким замовником та оператором газосховищ.

Якщо в результаті процесу перевірки відповідності номінації з операторами суміжних систем виявляється, що підтверджені обсяги природного газу для потужності з обмеженнями в точці входу або виходу на міждержавному з'єднанні відрізняються від підтверджених обсягів у точці виходу або входу до/з газосховища чи групи газосховищ, оператор газотранспортної системи з метою уникнення небалансу у замовника в односторонньому порядку зменшує підтверджені обсяги до найменшого із підтверджених обсягів природного газу та інформує про це замовника та відповідного оператора суміжної системи.

8. Замовник послуг транспортування має право змінити встановлені в пункті 7 цієї глави умови (обмеження) шляхом оплати за зміни умов (обмежень) потужності з обмеженнями.

for the purpose of imbalance prevention of such transmission service network users;

5) the volume of natural gas indicated in nomination/renomination for the cross-border entry or exit point shall correspond to the volume of natural gas indicated for the cross-border exit or entry point to/from the gas storage or the group of gas storages, otherwise the gas transmission system operator shall reject such nomination/renomination;

6) the natural gas shall be transmitted to/from gas storages and shall be stored in gas storages in the customs mode of the customs warehouse, under which such natural gas has the status of a foreign good in accordance with Article 4 of the Customs Code of Ukraine.

The ordering and payment of natural gas storage services (intake, offtake) shall be performed by the network user separately on the basis of a contract for natural gas storage services (intake, offtake) concluded between such network user and underground storage system operator.

If after the nomination/renomination checking process with adjacent system operators it is found that confirmed volumes of natural gas for capacity with restrictions at the cross-border entry or exit point differ from confirmed volumes at the exit or entry point to/from the gas storage or the group of gas storages, then gas transmission system operator, in order to prevent the daily imbalance for the network user shall unilaterally reduce confirmed volumes to the least of the confirmed volumes of natural gas and inform network users and the relevant adjacent system operator.

8. The transmission service network user has the right to change conditions (restrictions) established by the Paragraph 7 of this Chapter by means of payment for changes in conditions (restrictions) of capacity with restrictions.

Замовлення зміни умов (обмежень) використання потужності з обмеженнями, встановлених у пункті 7 цієї глави, здійснюється в таких випадках:

1) транспортування природного газу, який був поданий на точку виходу до газосховища чи групи газосховищ на умовах користування потужністю з обмеженнями, від точки входу з газосховища чи групи газосховищ у точки виходу на міждержавних з'єднаннях, на яких не пропонується потужність з обмеженнями;

2) зміни митного режиму природного газу, який був поданий на точку виходу до газосховища чи групи газосховищ на умовах користування потужністю з обмеженнями, на митний режим, за яким природний газ набув статусу українського товару відповідно до статті 4 Митного кодексу України.

Замовник послуг транспортування зобов'язаний повідомити про намір змінити встановлені в пункті 7 цієї глави умови (обмеження) використання потужності з обмеженнями шляхом надсилання оператору газотранспортної системи належним чином оформленого повідомлення. Оператор газотранспортної системи повинен протягом одного робочого дня надіслати відповідний рахунок на оплату змін умов (обмежень) потужності з обмеженнями. Зміна умов (обмежень) здійснюється на наступний робочий день після зарахування повної суми, зазначеної в рахунку на оплату змін умов (обмежень) потужності з обмеженнями. Повідомлення про намір змінити умови (обмеження) потужності з обмеженнями надається оператору газотранспортної системи відповідно до форми, яка встановлюється оператором газотранспортної системи та публікується на його вебсайті.

9. Вартість, порядок та строки оплати за зміни умов (обмежень) потужності з обмеженнями визначаються відповідно до умов договору транспортування природного газу та цього Кодексу.

The request for a change in conditions (restrictions) for the use of capacity with restrictions that are set out in Paragraph 7 of this Chapter shall take place in the following cases:

1) transmission of natural gas that was supplied to the point of exit to the gas storage or the group of gas storages on the terms of use of capacity with restrictions, from the point of entry from the gas storage or the group of gas storages to the cross-border exit point at which capacity with restrictions is not offered;

2) the changes of the customs mode of natural gas that was supplied to the exit point to the gas storage or the group of gas storages on the terms of use of capacity with restrictions, to the customs mode under which natural gas has acquired the status of the Ukrainian good in accordance with Article 4 of the Customs Code of Ukraine.

The transmission service network user is obliged to notify the intention to change conditions (restrictions) that are set out in Paragraph 7 of this Chapter by means of sending a properly executed message to the gas transmission system operator. The gas transmission system operator shall send an appropriate invoice for the payment for changes in conditions (restrictions) within one working day. The change of conditions (restrictions) is made on the next working day after the full amount that is stated in the account for payment for changes in conditions (restrictions) of capacity with restrictions was successfully received. The message about an intention to change conditions (restrictions) of the capacity with restrictions shall be provided to the gas transmission system operator in accordance with the form established by the gas transmission system operator and published on its website.

9. Cost, procedure and terms of payment for changes in conditions (restrictions) of capacity with restrictions are determined in accordance with the terms of the natural gas transmission contract and this Code.

## 9. Процедура передачі потужності

1. Замовник послуг транспортування, якому була розподілена потужність на річний, квартальний або місячний період, має право передати право доступу до такої потужності повністю або частково на період, який кратний газовому місяцю, іншому замовнику послуг транспортування після погодження з оператором газотранспортної системи.

2. Для передачі права користування договірною потужністю між замовниками послуг транспортування замовники не пізніше ніж за 5 робочих днів до дати запланованого початку права користування потужністю іншим замовником повинні надати оператору газотранспортної системи заявку про відчуження права користування потужністю та заявку про набуття права користування потужністю.

Оператор упродовж 2 робочих днів розглядає такі заявки та має право погодити їх або відмовити в передачі потужності.

3. Підставою для відмови у передачі потужності є:

1) наявність простроченої заборгованості принаймні в одного суб’єкта, що подає заявку, за чинним договором транспортування;

2) відсутність чинного договору транспортування в одного із суб’єктів, що подає заявку;

3) невиконання суб'єктом, що подає заявку, вимог до подання заявки про відчуження або про набуття права користування потужністю;

4) наявність прийнятої до розгляду оператором газотранспортної системи заявки на повернення розподіленої (договірної) потужності

## 9. Procedure of Capacity Transfer

1. The Network User to which the capacity has been allocated for an annual, quarterly or monthly period shall have the right to transfer the right of access to such capacity to another Network User, fully or partially for a period which is a multiple of the gas month, after having agreed such transfer with the gas transmission system operator.

2. In order to transfer the right of use of the contracted capacity between the Network Users, the Network Users shall, no later than 5 working days before the scheduled start date of the right to use the capacity by another Network User, submit to the gas transmission system operator an application for the alienation of the capacity usage right and an application for the acquisition of the capacity usage right.

The operator shall consider such applications within 2 working days and shall have the right to approve or refuse the transfer of capacity.

3. The grounds for refusal of capacity transfer are:
1) the existence of overdue debt of at least one applicant, under a valid transportation contract;

2) at least one of applicants has no valid transportation contract;

3) the applicant fails to comply with the requirements for the application for the disposition or for the obtaining of the right to use the capacity;

4) there is an application for the return of the allocated (contracted) capacity, received by the gas transmission system operator, in accordance with Chapter 2 Section XV of this Code, where capacity is determined in the application for the disposition of the right of use;

згідно з вимогами глави 2 розділу XV цього Кодексу, потужність якої визначається в заявці про відчуження права користування;

5) надсилання оператором газотранспортної системи повідомлення про намір та/або факт вилучення розподіленої (договірної) потужності згідно з вимогами глави 2 розділу XV цього Кодексу.

4. У разі відмови в погодженні передачі потужності оператор газотранспортної системи протягом 2 робочих днів повинен повідомити обох замовників послуг транспортування та вказати причину відмови.

У разі погодження передачі потужності оператор газотранспортної системи протягом 2 робочих днів надсилає замовникам послуг транспортування підписаний додаток до договору транспортування природного газу з відповідними змінами. Замовники повинні протягом 2 робочих днів повернути підписані додатки до договору.

Якщо підписані замовниками додатки до договору не будуть надані в зазначений строк, то погодження такої передачі потужності анулюється та потужність залишається розподіленою на попереднього замовника. При цьому зобов'язання по оплаті за таку розподілену потужність залишається за попереднім замовником.

5. У випадку розподілу об'єднаної потужності передача потужності з однієї сторони міждержавного з'єднання не дозволяється.

5) there is a notification from the gas transmission system operator about the intention and/or actual withdrawal of the allocated (contracted) capacity in accordance with Chapter 2 Section XV of this Code.

4. In case of refusal of the capacity transfer, the gas transmission system operator shall notify both Network Users within 2 working days and state the reason for the refusal.

In case of approval of the capacity transfer, the gas transmission system operator shall, within 2 working days, send to the Network Users a signed annex to the natural gas transportation contract with the respective amendments. Network Users shall return the signed annexes to the contract within 2 working days.

If the signed by Network Users annexes to the contract are not submitted within the specified term, the approval of such transfer is canceled and the capacity remains allocated to the previous customer. In this case, the obligation to pay for such allocated capacity remains with the previous Network User.

5. In case of allocation of bundled capacity, capacity transmission from one side of cross-border connection is not permitted.

## X. ПРИПИНЕННЯ, ОБМЕЖЕННЯ ТА ВІДНОВЛЕННЯ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

### 1. Припинення, обмеження транспортування природного газу.

## X. TERMINATION, RESTRICTION AND RENEWAL OF NATURAL GAS TRANSMISSION

### 1. Termination, restriction of natural gas transmission.

1. Оператор газотранспортної системи має право припинити (обмежити) транспортування природного газу в точці входу до газотранспортної системи або точці виходу з газотранспортної системи у випадках:

1) визнання аварійним стану систем газопостачання;

2) невідповідності якості природного газу на точці входу.

2. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний припинити (обмежити) транспортування природного газу в точці входу до газотранспортної системи або точці виходу з газотранспортної системи у випадках:

1) несанкціонованого відбору природного газу;

2) відсутності договірної потужності у точці входу/виходу;

3) направлення замовником послуг транспортування повідомлення/доручення про припинення (обмеження) транспортування природного газу до точки виходу, в якій споживач, що порушує умови договору на постачання, одержує природний газ;

4) недостатності фінансового забезпечення у замовника послуг транспортування, невиконання умов договору транспортування природного газу;

5) в інших випадках, передбачених законодавством.

1. The gas transmission system operator shall be entitled to terminate (restrict) the natural gas transportation at an entry point to the gas transportation system or an exit point from the gas transportation system in the following cases:

1) determination of emergency state of the gas supply system;

2) failure in the natural gas quality at the entry point.

2. The gas transmission system operator shall terminate (restrict) the natural gas transportation at the entry point to the gas transportation system or the exit point from the gas transportation system in the following cases:

1) unauthorized natural gas withdrawal;

2) unavailable contractual capacity at the entry/exit point;

3) a notice sent by network user to terminate (restrict) the natural gas transportation to the exit point at which the consumer breaching the terms and conditions of the contract receives natural gas;

4) insufficient financial security of the network user, non-fulfillment of the terms and conditions of the natural gas transportation contract; and

5) in the other cases provided for by the laws.

The gas transmission system operator/the network user shall serve the executor with a notice to terminate (restrict) the natural gas transportation, using an electronic digital signature of the authorized person.

Оператор газотранспортної системи / замовник послуг транспортування надає повідомлення/доручення про припинення (обмеження) транспортування природного газу виконавцю з використанням електронного цифрового підпису уповноваженої особи.

Відповідальність за наявність підстав для припинення (обмеження) транспортування/постачання природного газу несе ініціатор такого припинення (обмеження).

The initiator of the termination (restriction) shall be responsible for the existence of the reasons to terminate (restrict) the natural gas transportation/supply.

3. Припинення (обмеження) транспортування природного газу здійснюється у порядку, встановленому цим розділом, договором транспортування, Правилами постачання природного газу, та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють питання припинення (обмеження) транспортування природного газу.

3. Natural gas transmission shall be terminated (restricted) according to the procedure, established by this Chapter, transmission agreement, and Natural Gas Supply Rules and other regulations that govern the procedure of natural gas transmission termination (restriction).

4. Якщо за ініціативою замовника послуг транспортування (постачальника) необхідно припинити (обмежити) газопостачання споживачу, стосовно якого він є діючим постачальником, такий замовник послуг транспортування зобов'язаний ініціювати заходи з припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу такому споживачу шляхом звернення до оператора газорозподільної системи (оператора газотранспортної системи по прямих споживачах) з одночасним направленням оператору газотранспортної системи через інформаційну платформу повідомлення про таке припинення (обмеження).

4. If the termination (restriction) of the natural gas transportation/supply to consumer is initiated by the operating network user in respect of this consumer, this network user shall initiate actions aimed at the termination (restriction) of the natural gas distribution (transmission) to the respective consumer by applying to the gas distribution system operator (the gas transmission system operator for direct consumers) together with a simultaneous notification of the termination (restriction) sent by the information platform to the gas transmission system operator.

При цьому оператори газорозподільної системи (оператор газотранспортної системи по прямих споживачах), на території ліцензованої діяльності яких розташовані споживачі відповідного замовника послуг транспортування, не пізніше двох робочих днів з

In this respect, the gas distribution system operators (the gas transmission system operator for direct consumers), in whose territory of licensed activity the consumers of the respective network user are located, shall notify the respective consumers of the natural gas termination/restriction no later than two working days after receiving of the relevant nofication from the network user and shall take actions with regard to them according to the procedure established by the current legislation.

моменту отримання від замовника послуг транспортування повідомлення про припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу зобов'язані повідомити про це відповідних споживачів та розпочати дії з припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу в порядку, визначеному чинним законодавством.

До закінчення строку, встановленого законодавством для припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу відповідним споживачам, алокація їх відборів здійснюється на замовника послуг транспортування, який має статус діючого постачальника таких споживачів.

Після закінчення строку, встановленого законодавством для припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу споживачам, алокація фактичного обсягу споживання природного газу такими споживачами здійснюється на відповідного оператора газорозподільної системи.

Till the expiration of the term established by the law for the termination (restriction) of the natural gas distribution (transmission) to the relevant consumers, the allocation of their withdrawals shall be attributed to the network user having the status of a valid supplier with respect to such consumers.

After the expiration of the term established by the law for the termination (restriction) of the natural gas distribution (transmission) to the consumers, the allocation of actual natural gas consumption to the respective consumers shall be attributed to the relevant gas distribution system operator.

5. Повідомлення про припинення (обмеження) можуть стосуватися лише тих фізичних точок виходу, стосовно яких існують технічні можливості здійснення припинення (обмеження) транспортування природного газу до споживача.

6. До повідомлення про припинення (обмеження)транспортування природного газу додаються документи, які підтверджують наявність умов припинення (обмеження) транспортування/постачання природного газу, визначених Правилами постачання природного газу.

5. Notifications of termination (restriction) may relate only to those physical exit points, regarding which there exist technical capabilities of terminating (restricting) the natural gas transmission to the consumer.

6. Documents that confirm availability of pre-requisites of termination (restriction) natural gas transmission/supply stipulated by the natural gas supply rules shall be attached to the notification of termination (restriction) of natural gas transmission.

The Network User (supplier) shall specify the following in the notification of termination (restriction) of natural gas transmission:

У повідомленні про припинення (обмеження) транспортування природного газу замовник послуг транспортування (постачальник) зобов'язаний визначити, зокрема:

точку виходу, якої стосується повідомлення;

дату припинення (обмеження) транспортування природного газу оператором газотранспортної системи до точки виходу, в якій споживач одержує природний газ, але не раніше строку, визначеного Правилами постачання природного газу;

підставу припинення (обмеження) транспортування/постачання природного газу;

дані представника замовника послуг транспортування (постачальника), який має повноваження на цілодобові контакти з оператором газотранспортної системи (ім'я, прізвище, посада, номер телефону та факс), у тому числі для прийняття обов'язкового письмового рішення стосовно відкликання повідомлення.

the exit point, to which the notification concerns,

date of termination (restriction) of natural gas transmission by the TSO to the exit point, at which the consumer receives natural gas, but not before the term defined by the natural gas supply rules,

grounds for the termination o(restriction) f transmission/supply of natural gas,

data of the Network User’ representative (supplier) having the authority to communicate with the TSO on a 24-hour basis (name, position, telephone, and fax number) including for the adoption of a mandatory written decision regarding the revocation of the notification.

7. Повідомлення про припинення (обмеження) транспортування природного газу повинно бути надіслане оператору газотранспортної системи разом з документами, про які йдеться в пункті 6 цієї глави, не пізніше чотирьох календарних днів до зазначеної в повідомленні дати припинення (обмеження) транспортування природного газу, а у разі припинення (обмеження) постачання на підприємствах металургійної та хімічної промисловості - не пізніше 6 (шести) календарних днів до зазначеної у повідомленні дати припинення (обмеження) транспортування природного газу.

7. Notification of termination (restriction) of natural gas transmission shall be sent to the TSO together with the documents specified in point 6 of this Chapter, no laer than four calendar days before the date indicated in the notification of termination (restriction) of natural gas transmission, and in the case of termination (restriction) of transmission to the enterprises of metallurgical and chemical industry - not later than six (6) calendar days before the date specified in the notification of termination (restriction) of natural gas transmission.

8. У разі виникнення випадку, зазначеного в пункті 1 цієї глави, оператор газотранспортної системи має право надіслати, а у разі виникнення випадку, зазначеного в пункті 2 цієї глави, зобов'язаний надіслати операторам газорозподільної системи, у газорозподільній зоні яких розташовані споживачі відповідного замовника послуг транспортування, повідомлення про припинення (обмеження) подачі природного газу відповідним споживачам.

При цьому оператори газорозподільної системи, у газорозподільній зоні яких розташовані споживачі відповідного замовника послуг транспортування, не пізніше одного дня з моменту отримання від оператора газотранспортної системи повідомлення про припинення (обмеження) подачі природного газу зобов'язані повідомити таких споживачів та розпочати дії з припинення (обмеження) розподілу природного газу в порядку, визначеному чинним законодавством.

9. У разі виникнення випадку, зазначеного в пункті 1 цієї глави, оператор газотранспортної системи має право надіслати, а у разі виникнення випадку, зазначеного в пункті 2 цієї глави, зобов'язаний надіслати на адресу суб'єкта, що приєднаний до точки входу або точки виходу, повідомлення-вимогу про самостійне припинення (обмеження) подачі природного газу в точку входу або про самостійне припинення (обмеження) споживання природного газу в точці виходу. Оператор газотранспортної системи надсилає повідомлення-вимогу не пізніше ніж за три доби до дати припинення (обмеження). На підприємствах металургійної та хімічної промисловості такий строк не може бути меншим ніж п'ять

8. In case of event defined in Article 1 of this Chapter, the gas transmission system operator shall be entitled or in case of event specified in Article 2 of this Chapter shall be obliged to send a notice of the natural gas supply termination (restriction) to the gas distribution system operators in whose gas distribution zone the consumers of the relevant network user are located.

In this respect, the gas distribution system operators in whose gas distribution zone the consumers of the relevant network user are located shall notify respective consumers within one day after the receipt of the notice of the natural gas supply termination (restriction) from the gas transmission system operator and shall take actions to terminate (restrict) natural gas allocation in accordance with the procedure determined by the valid law.

9. In case of event specified in Article 1 of this Chapter, the gas transmission system operator shall be entitled or in case of event specified in Article 2 of this Chapter shall be obliged to send a notice of request to carry out an independent termination (restriction) of the natural gas supply to the entry point or an independent termination (restriction) of the natural gas consumption at the exit point to the entity connected to the entry/exit point. The gas transmission system operator shall send the notice of request at least three days before the date of the termination (restriction). This term shall be at least five days for metallurgical and chemical companies.

10. Notification-request shall contain information on the grounds for termination (restriction) of natural gas supply, date and time of termination (restriction).

10. Повідомлення-вимога має містити інформацію про підставу припинення (обмеження) транспортування природного газу, дату і час припинення (обмеження).

11. Припинення (обмеження) подачі природного газу в точку входу або припинення (обмеження) споживання природного газу з точки виходу здійснюється самостійно суб'єктом господарювання, що приєднаний до точки входу або точки виходу, які обслуговують газопроводи чи газоспоживне обладнання, у присутності посадової особи оператора газотранспортної системи, яка здійснює опломбування та складає акт про припинення (обмеження) транспортування природного газу.

12. У разі відмови суб'єкта, що приєднаний до точки входу або точки виходу, самостійно припинити подачу природного газу в точку входу або самостійно припинити споживання природного газу з точки виходу або у разі самовільного його відновлення оператор газотранспортної системи здійснює примусове припинення (обмеження) шляхом часткового чи повного перекриття вхідної засувної арматури з її опломбуванням або механічного (зварного) від'єднання газопроводу, про що посадовою особою оператора газотранспортної системи складається акт.

13. Оператор газотранспортної системи має право залучити представників органів внутрішніх справ для безперешкодного доступу його працівників та посадових осіб до вхідної/вихідної засувної арматури газопроводу або газорозподільного пункту (за його наявності) та виконання ними робіт щодо припинення (обмеження) подачі природного газу в точку входу або припинення (обмеження) споживання природного газу з точки виходу.

11. Termination (restriction) of natural gas supply to the entry point or termination (restriction) of natural gas consumption from the exit point shall be carried out independently by the entity, connected to the entry or exit point, who maintain gas pipelines or gas-consuming equipment in the presence of the TSO’s official, who shall perform sealing and draw up an act of termination (restriction) of natural gas transmission.

12. In case of refusal of the entity, connected to the entry or exit point, to independently terminate natural gas supply to the entry point or independently terminate natural gas consumption from the exit point or in case of its unauthorized restoration, the TSO shall terminate (restrict) it by enforcement, by partial or complete overlap of inlet sliding fittings and its subsequent sealing or mechanical (welded) disconnection from the gas pipeline, which shall be recorded in an act by the TSO’s official.

13. TSO has a right to involve representatives of the Internal Affairs authorities for an unimpeded access of its employees and officials to inlet/outlet sliding fittings of the gas pipeline or gas allocation point (if any) and their performance of works aimed at termination (restriction) of natural gas supply to the entry point or termination (restriction) of natural gas consumption from the exit point.

14. Вартість та порядок здійснення оплати за використаний природний газ прямим споживачем з часу, вказаного в повідомленні-вимозі про самостійне припинення (обмеження) споживання природного газу, до часу фактичного припинення (обмеження) споживання природного газу визначається договором транспортування природного газу.

14. The cost and and the procedure of payment for the natural gas consumed by the direct consumer from the time indicated in the notification-request on the independent termination (restriction) of natural gas consumption till the time of actual termination (restriction) of natural gas consumption are determined by the agreement on national gas transmission.

15. У разі усунення випадків, передбачених пунктами 1 і 2 цієї глави, до дати припинення (обмеження) подачі природного газу в точку входу або припинення (обмеження) споживання природного газу з точки виходу припинення (обмеження) транспортування природного газу не здійснюється.»;

15. In case of elimination of the events specified by Article 1 and 2 of this Chapter, no natural gas transportation termination (restriction) shall be carried out both till the date of the termination (restriction) of the natural gas supply to the entry point or the termination (restriction) of the natural gas consumption at the exit point.

16. Припинення подачі природного газу в точку входу або припинення споживання природного газу з точки виходу не звільняє суб'єкта, якому було припинено транспортування газу, від оплати послуг за договором транспортування.

16. Termination of natural gas supply to the entry point or termination of natural gas consumption from the exit point shall not exempt the entity, to which the transmission of gas was terminated, from the payment of services related to the transmission agreement.

## 2. Відновлення транспортування природного газу.

Відновлення транспортування природного газу здійснюється за умов:

## 2. Restoration of natural gas transmission.

1. The natural gas transportation shall be resumed provided that:

усунення причин припинення (обмеження) транспортування природного газу, зазначених у пунктах 1 і 2 глави 1 цього розділу;

the reasons of the natural gas transportation termination (restriction) specified in Chapter 1 Articles 1 and 2 of this Section are eliminated;

оплати вартості природного газу згідно з пунктом 14 глави 1 цього розділу;

the value of the natural gas is paid pursuant to Chapter 1 Article 14 of this Section;

оплати послуг з його транспортування;

оплати витрат на виконання робіт з припинення (обмеження) та відновлення транспортування природного газу.

2. Відновлення подачі природного газу в точку виходу або відновлення споживання природного газу з точки виходу здійснюється самостійно працівниками суб'єкта, якому було припинено (обмежено) транспортування газу, у дату та час, визначені оператором газотранспортної системи, у присутності його посадової особи, яка складає акт про відновлення транспортування природного газу.

## XI. НОМІНАЦІЯ ТА РЕНОМІНАЦІЯ

**1. Загальні умови надання номінацій.**

1. Номінації подаються замовниками послуг транспортування на відповідну добу в розрізі кожної точки входу/виходу.

При цьому природний газ, що перебуває в митному режимі митного складу, може подаватись/відбиратись виключно в точках входу/виходу на міждержавних з'єднаннях та/або точках входу/виходу до/з митного складу газосховища чи групи газосховищ.

Замовник послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні обов'язки щодо постачання природного газу окремим категоріям споживачів, подає окремі номінації/реномінації в рамках виконання спеціальних обов'язків для кожної точки входу/виходу, з/до якої такий замовник має намір подати/відбирати природний газ у відповідну газову добу.

the transportation services are paid;

the natural gas transportation termination (restriction) and resumption expenses are paid.

2. Restoration of natural gas supply to the exit point or restoration of natural gas consumption from the exit point shall be exercised independently by the personnel of the entity, to which the transmission of gas was terminated (restricted), on the date and time specified by the TSO in the presence of its official, who shall draw up an act of natural gas transmission restoration.

## XI. NOMINATION AND RENOMINATION

**1. General conditions for providing nominations.**

1. Nominations are submitted by Network Users for respective day for each entry/exit point.

In this case, natural gas that is in the customs mode of the customs warehouse may be supplied/sampled only at cross-border entry/exit points and/or points of entry/exit to/from the customs warehouse of a gas storage or group of gas storage facilities.

The Network User, on which the public service obligations for specific categories of consumers were imposed by the decision of the Cabinet of Ministers under paragraph 11 of the Law of Ukraine "On natural gas market", shall submit separate nominations/renominations in the framework of performance of the PSO for each entry/exit point, from/to which such Network User is going to input/withdraw natural gas in respective gas day.

2. Обсяг природного газу, зазначений у номінації/реномінації, виражається у куб. м та одночасно інформативно в одиницях енергії (кВт·год). При цьому для здійснення операцій на ринку природного газу використовується обсяг, зазначений у номінації/реномінації, виражений у куб. м. Для вираження обсягів у кВт·год використовується середньоарифметичне значення мінімального та максимального значення вищої теплоти згорання (25 °C/20 °C), визначених розділом II цього Кодексу, що дорівнює 10,35 кВт·год/куб. м.

2. Natural gas volume, indicated in the nomination/renomination, expressed in cm/day and simultaneously in energy units for information (KWh/day). Herewith for conducting the natural gas market operations the volume indicated in the nomination/renomination is used, expressed in cm/day. To express amounts in KWh/day the arithmetic mean of minimum and maximum values of GCV and NCV (25 °C/20 °C) are used, defined by Section II of this Code, which is 10,35 KWh/cubic meter.

3. Номінації/реномінації, що подаються замовником послуг транспортування природного газу, повинні містити таку інформацію:

3. Nominations/renominations provided by Network Users shall contain at least the following information:

ідентифікацію точки входу або виходу, з/до якої замовник послуг транспортування має намір подати/відбирати природний газ у відповідну газову добу;

Identification of the entry or exit point to/from which the Network User intends to supply/withdraw natural gas in a respective gas day;

ідентифікацію замовника послуг транспортування природного газу, що надає номінацію/реномінацію на відповідну точку входу та виходу (назва замовника, його EIC-код);

Network User identification submitting nomination/renomination for the relevant entry/exit point (name of the Network User, its EIC code);

ідентифікацію, що номінація/реномінація подається на обсяги природного газу, які заявляються до транспортування з використанням потужностей з обмеженнями;

identification that nomination /renomination is being submitted for the volumes of natural gas that are claimed for transmission using capacity with restrictions;

для точок входу/виходу на міждержавних з’єднаннях - напрямок потоку природного газу; час початку і кінця потоку природного газу, щодо якого надається номінація/реномінація; ідентифікацію контрагента замовника послуг транспортування природного газу, що отримує/передає природний газ у відповідній точці входу або виходу суміжного оператора газотранспортної системи (назва контрагента, його EIC-код);

for cross-border entry/exit points - direction of the gas flow;

start and end time of the gas flow for which the nomination or renomination is submitted;

Network User’s counterparty identification, which receives/supplies natural gas in the respective entry or exit point of the adjacent TSO(name of the counterparty, its EIC - code);

газову добу, до якої належить відповідна номінація/реномінація;

обсяг природного газу, що заявляється до транспортування.

4. Подача природного газу в газотранспортну систему від (через) суміжних газовидобувних підприємств забезпечується за умови подання номінації/реномінації на віртуальну точку входу від суміжного газовидобувного підприємства. На віртуальній точці входу від суміжного газовидобувного підприємства номінацію/реномінацію має право подати лише замовник послуг транспортування природного газу, що є газовидобувним підприємством, на обсяги природного газу власного видобутку, що будуть подані через суміжне газовидобувне підприємство.

5. Подача природного газу газовидобувними підприємствами через підключення до газорозподільної системи забезпечується за умови подання номінації/реномінації на віртуальну точку входу з газорозподільної системи. На віртуальній точці входу з газорозподільної системи номінацію/реномінацію має право подати лише замовник послуг транспортування природного газу, що є газовидобувним підприємством, на обсяги природного газу власного видобутку, що будуть подані через місце підключення до газорозподільної системи. При цьому якщо до/через газовидобувне підприємство, що безпосередньо підключене до газорозподільної системи, підключені інші газовидобувні підприємства, газовидобувне підприємство, що безпосередньо підключене до газорозподільної системи, одночасно з наданням оператору газотранспортної системи номінації/реномінації подає до оператора газорозподільної системи інформацію (за формою цього оператора) про планові обсяги подачі природного газу цими газовидобувними підприємствами через віртуальну точку входу з газорозподільної системи.

gas day, to which respective nomination/renomination is attributed;

the natural gas volume requested to be transported.

4. Gas supply to GTS from (through) adjacent producers is performed on condition of nomination/renomination submission for the virtual entry point from adjacent producer. At the virtual entry point from adjacent producer the right for submission of nomination/renomination belongs only to the Network User who is the producer, for own produced gas volumes, which will be supplied through the adjacent producer.

5. Gas supply by the producers through the connection to the distribution system is performed on condition of nomination/renomination submission for the virtual entry point from gas distribution system. The right for nomination/renomination submission for virtual entry point from gas distribution network belong only to Network User, who is a producer, for own produced gas volumes, which will be delivered through the connection to gas distribution system. If other producers are connected to/through the producer, directly connected to gas distribution system, then producer, directly connected to gas distribution system, together with submission of nomination/renomination to TSO, provides DSO with information (in the form of this operator) about planned natural gas delivery amounts by these producers through virtual point of entry from gas distribution system.

6. У випадку якщо обсяг природного газу, визначений у номінації, поданій замовником послуг транспортування, перевищує величину вже розподіленої йому потужності, крім потужностей точок міждержавного з’єднання на гарантованій та/або переривчастій основі, на річний, квартальний та місячний періоди, то вважається, що замовник послуг транспортування на величину перевищення подав заявку на розподіл потужності на добу наперед.

7. Номінація/реномінація надається через інформаційну платформу оператора газотранспортної системи.

8. Якщо замовник послуг транспортування природного газу не надав номінацію на точку входу/виходу, на яку йому було розподілено потужність на відповідну газову добу, то вважається, що замовником було подано нульову номінацію на відповідну точку входу та/або виходу.

9. Номінації можуть бути змінені відповідно до процедури подачі реномінації.

10. У номінаціях/реномінаціях необхідно враховувати зміну часу з літнього на зимовий, а також із зимового на літній.

11. Номінації/реномінації, які подаються замовником послуг транспортування природного газу, повинні враховувати обмеження та припинення постачання/транспортування природного газу, які впроваджуються згідно з положеннями цього Кодексу, Національного плану дій, Правилами про безпеку постачання природного газу, а також інші обмеження, які впроваджуються згідно з чинними нормативно-правовими актами.

6. If the amount of natural gas specified in the nomination submitted by a Network User exceeds the amount of capacity that has been already allocated to such User, except capacities at interconnection points on a firm and/or interruptible basis,for annual, quarterly and monthly periods, then it shall mean that the Network User for the excess amount has submitted an application for allocation of the day-ahead capacity.

7. A nomination/renomination shall be submitted via TSO’s informational platform.

8. If Network User has not submitted any nomination for entry/exit point, where the capacity for the relevant gas day was allocated, then it means, that Network Used submitted zero nomination for the relevant entry and/or exit point.

9. The nominations can be changed in accordance with the renomination procedure.

10. In nominations/renominations the winter/summer time transition, as well as the summer/winter time transition have to be accounted in.

11. The nominations/renominations, submitted by Network User, must take into account the limitations and interruptions of natural gas supply/transmission, which are implemented in accordance with the provisions of this Code, National action plan, and also other limitations, implemented in accordance with other valid normative-legal acts.

У разі отримання оператором газотранспортної системи в установленому законодавством порядку документа уповноваженого органу, яким накладено арешт на природний газ, обсяги якого зазначені в підтверджених номінаціях, такі номінації вважаються анульованими (крім обсягів природного газу, які фактично протранспортовані на дату отримання відповідного документа), про що оператор газотранспортної системи в цей же день інформує відповідного замовника послуг транспортування природного газу.

In case, when TSO in accordance with the legal procedure receives the document, imposing the arrest on the natural gas, the volumes of which are indicated in the confirmed nominations, such nomination are considered as canceled (except for the volumes, which were already actually transmitted at the date of such document receiving), about which TSO has to inform the Network User at the same day.

12. Оператор газорозподільної системи, оператор установки LNG, оператор газосховищ, суміжне газовидобувне підприємство, замовник послуг транспортування природного газу та прямий споживач у порядку, визначеному цим Кодексом, повинні повідомляти оператора газотранспортної системи про відсутність технічної можливості подавати/приймати обсяг природного газу, зазначений у номінаціях для точок входу та/або виходу. Оператор газотранспортної системи повинен негайно поінформувати про це замовників послуг транспортування природного газу. Замовники послуг транспортування природного газу протягом двох годин після одержання вищезазначеної інформації зобов'язані скоригувати номінацію в даній точці та подати оператору газотранспортної системи реномінацію.

12. The DSO, LNG facility operator, SSO, adjacent producer, Network User and direct customer in accordance with the procedure, defined by this Code must inform TSO about the absence of technical ability to deliver/offtake natural gas amounts, indicated in nominations for entry/exit points. TSO must immediately inform Network Users about such situation. Network Users during two hours after the receiving of such notification are obliged to adjust nomination for the given point and submit renomination to TSO.

Номінації/реномінації повинні враховувати обмеження та припинення транспортування, які впроваджуються згідно з положеннями цього Кодексу, Національного плану дій, а також інші обмеження, які впроваджуються згідно з чинними нормативно-правовими актами.

The nominations/renominations must take into account the limitations and cutting off of transmission, implemented according to the provisions of this Code, National Action Plan and other limitations implemented according to the valid legislations.

Оператор газотранспортної системи повинен негайно після прийняття рішення про обмеження/припинення транспортування природного газу проінформувати про це замовників послуг транспортування шляхом надсилання електронного повідомлення.

The TSO is obliged to inform Network User by electronic notification immediately after the adopting of the decision to limit/cutoff natural gas transmission.

У разі якщо замовники послуг транспортування не подали оператору газотранспортної системи відповідну реномінацію, оператор газотранспортної системи має право в односторонньому порядку зменшити підтверджений обсяг замовників послуг транспортування з урахуванням пріоритету договірної потужності.

У випадку зменшення підтвердженого обсягу оператор газотранспортної системи повинен оперативно проінформувати відповідних замовників послуг транспортування за допомогою інформаційної платформи або електронною поштою. Таке повідомлення повинно містити таку інформацію:

зазначення точки входу/виходу;

рівень та очікуваний період обмеження;

новий підтверджений обсяг.

Про вжиття заходів, визначених абзацами другим - сьомим цього пункту, оператор газотранспортної системи негайно інформує Регулятора.

13. Обсяги транспортування природного газу, визначені у підтверджених номінаціях/реномінаціях замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування переривчастою потужністю у точках входу/виходу на міждержавних з'єднаннях, можуть бути зменшені оператором газотранспортної системи в односторонньому порядку у випадку, коли немає вільної потужності для надання таких послуг та/або існує необхідність виконання реномінацій замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування гарантованою потужністю.

In case when Network Users didn't submit relevant renomination to TSO, TSO has the right to unilaterally decrease the confirmed amount of Network Users, taking into account the priority of contracted capacity.

When decreasing the confirmed amount TSO must inform relevant Network Users via IP or by email. Such notification must contain following information:

identification of entry/exit point;

level and expected period of limitation;

new confirmed amount.
The TSO immediately informs the Regulator about the performance of actions foreseen by paragraph 2-7 of this point.

13. The gas transmission volumes, indicated in confirmed nominations/renominations of Network Users, who have the rights to use interruptible capacities at crossborder entry/exit points, may be unilaterally decreased by the TSO in case when there is not enough free capacity to provide such services or there is a need to fulfill nominations of Network Users who has the right to use firm capacity.

The decrease must be performed in such order: daily capacity, monthly capacity, quarterly and yearly capacity. In case when products have the same term, decrease must be proportional with gas volumes, indicated in relevant nomination. TSO is obliged to immediately inform respective Network Users about this.

The TSO shall simultaneously with the confirmation of the renomination of the Network User, which is provided with transportation service on firm

Зменшення повинно здійснюватись у такій послідовності: потужність на добу, місячна потужність, квартальна потужність, річна потужність. У випадку якщо продукти мають однаковий строк, зменшення повинно бути пропорційним обсягам природного газу, вказаним у відповідній номінації. Оператор газотранспортної системи повинен негайно поінформувати про це відповідних замовників послуг транспортування природного газу.

Оператор газотранспортної системи повинен одночасно із підтвердженням реномінації замовнику послуг транспортування природного газу, якому надається послуга з транспортування на гарантованих засадах, проінформувати про зміну номінації/реномінації в односторонньому порядку замовника послуг транспортування природного газу, якому надається послуга транспортування природного газу на переривчастих засадах.

14. Оператор газотранспортної системи проводить перевірку поданих йому номінацій/реномінацій замовника послуг транспортування природного газу на відповідність вимогам, визначеним у цьому розділі.

Відхилення номінації/реномінації замовника послуг транспортування природного газу оператором газотранспортної системи відбувається не пізніше ніж через дві години після настання кінцевого строку подачі номінації та не пізніше ніж через дві години після початку розгляду реномінації та здійснюється через:

відсутність діючого договору транспортування природного газу або порушення його умов;

порушення вимог щодо змісту та/або порядку подання номінації/реномінації;

basis, notify about the change in nomination / renomination in the unilateral order the Network User, which is provided with the service of natural gas transportation on interruptable basis.

14. The TSO performs the verification of Network User’s submitted nomination/renomination in accordance with the requirements, defined in this Section.

The rejection of Network User’s nomination/renomination may take place no later than two hours after the nomination submission deadline and no later than two hours after the beginning of nomination consideration, and may happen due to the following reasons:

absence of valid transportation contract or violation of its terms;

violation of content requirements and/or procedure of nomination/renomination submission;

an exceeding by the nomination/renomination of capacity allocated to a Network User at interconnection points, except such cases as capacity with restrictions and/or cases as within-day interruptible capacity booking at interconnection points;

перевищення номінацією/реномінацією потужності, що розподілена замовнику послуг транспортування природного газу на міждержавних точках, крім випадків потужності з обмеженнями та/або випадків замовлення переривчастої потужності протягом доби на міждержавних з'єднаннях;

порушення умов (обмежень), визначених главою 8 розділу IX цього Кодексу, та/або порушення пункту 22 цієї глави;

недостатність фінансового забезпечення, визначеного згідно з положеннями глави 2 розділу VIII цього Кодексу;

невиконання вимог чинного законодавства щодо наявності страхового запасу природного газу;

оголошення оператором газотранспортної системи, оператором газорозподільної системи, оператором LNG, оператором газосховищ, суміжним газовидобувним підприємством або прямим споживачем у точках входу або виходу про обмеження, аварію або надзвичайну ситуацію, що робить неможливим надання послуг транспортування природного газу за наданою номінацією;

відсутність, зупинення дії чи анулювання ліцензії на постачання природного газу для замовників послуг транспортування природного газу, які подали номінації/реномінації на точку виходу до прямого споживача та/або точки виходу до газорозподільної системи, за винятком подачі оператором газорозподільної системи номінації/реномінації на точку виходу до газорозподільної системи для покриття об'ємів (обсягів) втрат та виробничо-технологічних витрат природного газу в газорозподільній системі;

violations of the conditions (restrictions) defined in Chapter 8 of the Section IX of this Code and/or violation of Paragraph 22 of this Chapter;

insufficient financial security, defined in Chapter 2 Section VIII of this Code;

non-fulfillment of the requirements of current legislation regarding the availability of natural gas security stock;

notification by TSO, DSO, LNG operator, SSO, adjacent producer or direct customer at entry/exit points about the limitation, incident or emergency, that makes it impossible to provide transmission services in accordance with Network User's nomination;

absence, termination or cancellation of the license for natural gas transmission for Network Users, who submitted nominations/renominations for the point of exit to the direct consumer and/or point of exit to gas distribution system, except for submission by a DSO of a nomination/renomination at the point of exit to the gas distribution system to cover volumes (amounts) of losses as well as production and technological costs of natural gas in the gas distribution system;

violation of points 5 and 6 of this Chapter;

violation of point 1 section 3 of this Section;

non-fulfillment of the requirements of current legislation on natural gas transfer through the customs border of Ukraine by pipelines in accordance with chosen customs mode;

порушення пунктів 5 та 6 цієї глави;

порушення абзацу третього пункту 1 глави 3 цього розділу;

невиконання вимог чинного законодавства щодо переміщення природного газу через митний кордон України трубопровідним транспортом відповідно до обраного митного режиму;

накладення в установленому законодавством порядку арешту на обсяги, визначені в номінації/реномінації.

Кожній причині відхилення номінації/реномінації замовника послуг транспортування природного газу, визначеній у цьому пункті, оператор газотранспортної системи присвоює відповідний код.

15. Оператор газотранспортної системи не має права відхиляти номінацію та/або реномінацію замовника послуг транспортування природного газу у зв'язку з тим, що планові обсяги подачі природного газу замовником послуг транспортування природного газу відрізняються від його планового обсягу відборів, крім випадку надання замовником номінацій/реномінацій, поданих для використання потужності з обмеженнями.

16. У випадку відхилення реномінації оператор газотранспортної системи використовує останній підтверджений замовнику послуг транспортування обсяг природного газу (за наявності).

17. У разі відхилення номінації/реномінації оператор газотранспортної системи надає замовнику послуг транспортування природного газу код причини відхилення. Перелік кодів та їх значень, визначених у пункті 14

the imposition of an arrest in accordance with the law on the volumes specified in the nomination/renomination.

TSO assigns a code for every reason for the rejection of Network User's nomination/renomination, defined in this point.

15. TSO has no right to reject nomination and/or renomination of the Network User if their planned supply volumes are different from the planned offtake volumes, except a case when the network user has submitted nominations/renominations for use of capacity with restrictions.

16. In case of renomination rejection TSO uses the last confirmed gas amount for Network User (if any).

17. In case of rejection of nomination/renomination TSO notifies Network User with a code of rejection reason. The list of codes and their meanings, defined in point 14 of this section, shall be published on TSO website.

18. During the verification of nomination/renomination TSO takes into account the priority of types of capacity allocated for Network Users for the relevant period (in merit order):

- firm capacity;
- interruptible capacity;
- capacity with restrictions.

цієї глави, оператор газотранспортної системи розміщує на власному вебсайті.

18. При перевірці номінацій/реномінацій оператор газотранспортної системи враховує пріоритет видів розподіленої потужності на замовників на відповідний період (від найбільшого до найменшого пріоритету):

- гарантована потужність;
- переривчаста потужність;
- потужність з обмеженнями.

Серед потужності одного виду пріоритет надається замовнику, якому розподілена потужність з найбільшим строком: річна, квартальна, місячна, на добу наперед. Потужність одного виду і строку, якщо номінацію на неї з технічних причин задовольнити повністю неможливо, розподіляється пропорційно до заявлених обсягів.

19. Номінація/реномінація, що пройшли процес перевірки, отримують статус підтвердженої номінації.

20. Оператор газотранспортної системи має право змінювати підтверджений обсяг транспортування природного газу (обмежувати та/або припиняти транспортування природного газу) у випадку, коли обсяги відборів замовника послуг транспортування природного газу у точках виходу на міждержавних з'єднаннях перевищують обсяги подач такого замовника у точках входу на міждержавних з'єднаннях на 5 та більше відсотків незалежно від розміру достатнього фінансового забезпечення такого замовника послуг транспортування природного газу.

Among the same type of capacities the priority is assigned to the Network User with longest period of capacity: yearly, quarterly, monthly, for a day ahead. Capacity of the same type and period, if nomination for it is impossible to fulfil due to technical reasons, is allocated proportionally to nominated amounts.

19. Nomination/renomination, which passed the verifications, acquire the status of confirmed nomination.

20. TSO has the right to change confirmed natural gas transmission volume (to limit and/or to stop gas transmission) when Network User's offtake volumes at exit cross-border points exceed Network User's input volumes at entry cross-border points for 5 and more percent, independently from the sufficiency of Network User's financial security.

21. Electronic documents, provided by TSO in accordance with this Chapter, shall contain its electronic digital signature and by request of the Network User, are provided in paper form, signed by authorized person, in term not exceeding 5 business days.

21. Електронні документи, що надаються оператором газотранспортної системи відповідно до цього розділу, повинні містити його електронний цифровий підпис і на запит замовника послуг транспортування надаються йому у паперовій формі за підписом уповноваженої особи у строк, що не перевищує п’яти робочих днів.

22. Номінації/реномінації на транспортування природного газу з використанням потужностей з обмеженнями надаються виключно на точках входу або виходу, на яких пропонується потужність з обмеженнями.

**2. Процедура подання номінації**

1. Замовники послуг транспортування природного газу подають номінацію оператору газотранспортної системи на газову добу (D) не пізніше ніж до 13:00 UTC (15:00 за київським часом) години для зимового періоду та 12:00 UTC (15:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1). Якщо замовник послуг транспортування природного газу надає більше ніж одну номінацію по одній і тій самій точці входу/виходу у визначений цим пунктом строк, оператор газотранспортної системи розглядає номінацію, яка була одержана останньою.

Оператор газотранспортної системи повинен повідомити замовника послуг транспортування природного газу про підтверджену номінацію транспортування природного газу згідно з номінацією, яка пройшла процес перевірки, до 15:00 UTC (17:00 за київським часом) години для зимового періоду та 14:00 UTC (17:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1).

2. Номінація може бути надана не раніше ніж за 60 діб до газової доби, до якої така номінація належить. При цьому перевірка відповідності фінансового забезпечення замовника послуг транспортування

22. Nominations/Renominations for the natural gas transmission with the use of capacities with restrictions shall be provided exclusively at entry or exit points at which capacity with restrictions is offered.

**2. Nomination submission procedure**

1. The Network Users shall submit the nomination to the TSO for the gas day (D) not later than 13:00 UTC (15:00 Kiev time) for the winter season and 12:00 UTC (15:00 Kiev time) for the summer season of the gas day (D-1). If the Network User submits more than one nomination for the same entry/exit point within the period specified by this point, the TSO shall review the last received nomination.

The TSO shall notify the Network User of accepted nomination for natural gas transportation in accordance with the nomination, which has passed through verification till 15:00 UTC (17:00 Kiev time) for the winter season and 14:00 UTC (17:00 Kiev time) for the summer season of the gas day (D-1).

2. Nomination may be submitted no earlier than 60 days before the gas day of this nomination. TSO verifies Network User’s financial security by each nomination for gas day (D) for the conformity with the requirements of

природного газу вимогам розділу VIII цього Кодексу окремо щодо кожної номінації на газову добу (D) здійснюється оператором газотранспортної системи під час перевірки номінації та у період часу, визначений пунктом 1 цієї глави, протягом газової доби (D-1).

Chapter VIII of this Code in the period, specified by point 1 of this section, during gas day (D-1).

3. У випадку якщо замовник послуг транспортування природного газу не надасть оператору газотранспортної системи номінацію згідно з положеннями пункту 1 цієї глави, вважається підтвердженою номінація для такого замовника послуг транспортування природного газу з обсягами природного газу, що дорівнює нулю відносно замовленої точки входу/виходу. При цьому відповідна потужність точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні, яка не була номінована, може бути надана оператором газотранспортної системи іншим замовникам на період однієї газової доби.

3. In case when Network User does not submit nomination to TSO in accordance with the provisions of point 1 of this section, confirmed nomination for such Network User for the requested entry/exit point is equal to zero. Relevant capacity of cross-border entry/exit point, which was not nominated, may be provided by TSO to other Network Users for one gas day period.

4. У випадку відхилення номінації по точці входу/виходу в повному обсязі обсяг природного газу, узгоджений для замовника послуг транспортування природного газу у відповідній точці, становить нуль.

4. In case of the rejection of whole nomination amount at entry/exit point, gas amount, confirmed for Network User is equal to zero.

У разі ненадання або відхилення номінації постачальника "останньої надії" по точці виходу до прямих споживачів та до газорозподільних систем узгоджений обсяг для такого замовника послуг транспортування природного газу у відповідній точці становить нуль.

In case of non-granting or rejection of the nomination of the supplier of "last resort" at the exit point to direct consumers and to gas distribution systems, the agreed volume for such network user at the respective point is zero.

5. На точках входу/виходу на міждержавному з'єднанні суміжні оператори газотранспортних систем можуть погодити впровадження попереднього циклу прийняття номінацій, який полягає у такому:

5. At entry/exit cross-border points adjacent TSOs may approve the implementation of preliminary nominations cycle as follows:

1) замовники послуг транспортування не зобов'язані подавати номінації;

1) Network Users are not obliged to submit nominations;

2) замовники послуг транспортування можуть подати номінації операторам газотранспортних систем на газову добу (D) не пізніше 12:00

2) Network Users can submit nominations to TSO for gas day (D) no later 12:00 UTC in winter period or 11:00 UTC in summer period on gas day (D-1);

3) TSO sends notifications about the defined amounts to the relevant Network Users no later than 12:30 UTC in winter period or 11:30 UTC in summer period on gas day (D-1);

UTC години для зимового часу чи 11.00 UTC години для літнього часу у газову добу (D-1);

3) оператор газотранспортної системи надсилає повідомлення про визначені обсяги відповідним замовникам послуг транспортування не пізніше 12.30 UTC години для зимового часу чи 11.30 UTC години для літнього часу у газову добу (D-1).

6. За відсутності номінації, поданої замовником послуг транспортування, до кінця строку подання номінацій, визначеного відповідно до положень цієї глави, оператор газотранспортної системи застосовує правило номінації за замовчуванням, погоджене з суміжним оператором газотранспортної системи. Правила номінації за замовчуванням, що застосовуються до точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні, повинні бути повідомлені замовникам послуг транспортування оператором газотранспортної системи.

Оператор газотранспортної системи на своєму вебсайті публікує перелік погоджених точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні, на яких застосовується попередній цикл прийняття номінацій, та правила номінації за замовчуванням, що застосовуються до таких точок.

**3. Процедура надання реномінації**

1. Замовники послуг транспортування природного газу мають право змінити заявлені обсяги на точках входу та/або виходу, визначені в підтвердженій оператором газотранспортної системи номінації, шляхом подання реномінації обсягів транспортування природного газу для окремої газової доби.

6. In case of absence of Network User's nomination by the end of the nomination submission period according to this section, TSO uses the default nomination rule, agreed with the adjacent TSO. Default nomination rules, used for cross-border entry/exit points, must be provided to the Network Users by TSO.
TSO on its website shall publish the list of approved cross-border entry/exit points, at which the preliminary nominations cycle is used, and default nomination rules for such points.

**3. Renomination submission procedure.**

1. The Netwok User shall have a right to change the declared volumes at entry and/or exit points defined in the nomination approved by the TSO by submission of the renomination for the capacity for a specific gas day.

At the gas transmission cross-border entry/exit points during the day is performed by straight hourly schedule.

На точках входу/виходу з/до газосховищ та точках входу/виходу на міждержавних з'єднаннях транспортування природного газу протягом доби здійснюється рівним погодинним графіком.

Змінам не підлягають обсяги, які були (будуть) протранспортовані/розподілені на підставі підтвердженої номінації до початку зміни обсягів транспортування, визначених реномінацією.

Реномінації обсягів транспортування природного газу для газової доби (D) надаються з 16:00 UTC (18:00 за київським часом) години для зимового періоду та з 15:00 UTC (18:00 за київським часом) для літнього періоду газової доби (D-1) до 02:00 UTC (04:00 за київським часом) години для зимового періоду та 01:00 UTC (04:00 за київським часом) для літнього періоду газової доби (D). Реномінація надається не менше ніж за 3 години до початку зміни обсягів транспортування, які були визначені номінацією.

2. Процедура розгляду реномінації обсягів транспортування природного газу для газової доби розпочинається кожну повну годину та триває 2 години.

Оператор газотранспортної системи розглядає останню реномінацію, одержану перед повною годиною.

3. Оператор газотранспортної системи повідомляє замовника послуг транспортування природного газу, який подав реномінацію, про підтвердження або про відхилення реномінації із зазначенням причин відхилення протягом двох годин від початку процедури розгляду реномінації обсягів транспортування природного газу для газової доби.

4. Оператор газотранспортної системи направляє повідомлення про підтверджені реномінації (із зазначенням обсягів) відповідним

Gas volumes, which were (will be) already transmitted/allocated on the basis of confirmed nomination before the beginning of gas volumes change by renomination, cannot be changed.

Renominations of the transmission volumes of natural gas given for a gas day (D) shall be submitted from 16:00 UTC (18:00 Kiev time) for the winter period and 15:00 UTC (18:00 Kiev time) for summer period of the gas day (D-1) till 02:00 UTC (04:00 Kiev time) for the winter period and 01:00 UTC (04:00 Kiev time) for summer period of the gas day (D). Renomination shall be submitted not less than 3 hours before the beginning of a change in transmission volumes, determined by the nomination.

2. The procedure for renomination review of transmission volumes of natural gas for the gas day shall start at each full hour and shall last for two (2) hours.

The TSO shall review the last renomination received before the full hour.

3. The TSO shall inform the transmission services Network User that submitted the renomination on acceptance or rejection of the renomination with specification of the reasons for rejection during two hours from the start of the renomination review procedure for volumes of natural gas for the gas day.

4. TSO sends notifications about confirmed nominations (with the indication of volumes) to the relevant Network Users during two hours from the start of renomination consideration. Time of actual change of confirmed

замовникам послуг транспортування природного газу протягом двох годин з початку розгляду реномінації. Час початку фактичної зміни підтвердженої номінації (у тому числі зміни потоку) природного газу складає дві години з початку розгляду реномінації, за винятком таких випадків:

відстрочення початку відбувається на запит замовника послуг транспортування природного газу;

оператор газотранспортної системи дозволив більш ранній початок.

5. Будь-яка зміна потоку природного газу відбувається на початку відповідної години.

**4. Перевірка відповідності номінацій/реномінацій для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях**

1. Оператор газотранспортної системи проводить перевірку поданих номінацій/реномінацій для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях на предмет відсутності причин відхилення, передбачених пунктом 14 глави 1 цього розділу, та відповідності номінаціям/реномінаціям, що були подані оператору суміжної газотранспортної системи.

2. Процес перевірки номінацій/реномінацій для точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях повинен проходити відповідно до угод про взаємодію, укладених з оператором іншої газотранспортної системи.

3. Якщо процес перевірки номінацій/реномінацій для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях виявляє невідповідності в обсягах, застосовується «правило меншого». При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує номінацію/реномінацію, що

nomination (including the change of flow) is two hours from the start of nomination consideration, except for the following cases:

- the delay of start occured due to the Network User's request;
- TSO has allowed earlier start.

5. Any change of the natural gas flow shall be performed at the beginning of the relevant hour.

**4. Verification of compliance of nominations/renominations for cross-border entry/exit points**

1. TSO performs the verification of submitted nominations/renominations for crossborder entry/exit points for the absence of the rejection reasons, foreseen by point 14 section 1 of this chapter, and correspondence to the nominations/renominations, submitted to adjacent TSO.

2. The process of verification of nominations/renominations for cross-border entry or exit points shall be performed according to Interconnection Agreements concluded with another TSO.

3. If the process of verification of nominations/renominations for cross-border entry/exit points reveals any non-compliance in volumes, then the "lesser rule" shall be applied. Along with this, TSO shall approve a nomination/renomination that determines the volume of natural gas, established to the level of smaller volume of natural gas, indicated in nominations/renominations.

визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня меншого обсягу природного газу, зазначеного в номінаціях/реномінаціях.

**5. Перевірка відповідності номінацій для точок входу від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств) та точок виходу до суміжних газовидобувних підприємств**

1. Оператор газотранспортної системи проводить перевірку поданих номінацій для точок входу від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств) та точок виходу до суміжних газовидобувних підприємств на предмет відсутності причин відхилення, передбачених пунктом 14 глави 1 цього розділу.

2. Оператор газотранспортної системи у разі відсутності причин відхилення, передбачених главою 1 цього розділу, до 13:30 UTC (15:30 за київським часом) години для зимового періоду та до 12:30 UTC (15:30 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1) направляє суміжному газовидобувному підприємству (а по газовидобувних підприємствах, підключених до/через газорозподільну систему, - відповідному оператору газорозподільної системи) номінації, подані газовидобувними підприємствами, що планують передачу природного газу через систему зазначеного суміжного газовидобувного підприємства (газовидобувного підприємства, безпосередньо підключеного до газорозподільних систем), з метою проведення перевірки технічної можливості та погодження загального обсягу природного газу, що планується для транспортування через точку входу

**5. Verification of compliance of nominations for entry points from adjacent gas producers (through the networks of which natural gas of another producer or group of producers can be transmitted) and entry points to the adjacent producer.**

1. TSO shall verify the nominations submitted for entry points from adjacent gas producers (through the networks of which natural gas of another producer or group of producers can be transmitted) and entry points from gas distribution system to the adjacent producer for compliance with the reasons of rejection, foreseen by point 14 section 1 of this chapter.

2. The TSO in case of absence of reasons for rejection, outlined in section 1 of this chapter until 13:30 UTC (15:30 Kiev time) in winter period and until 12:30 UTC (15:30 Kiev time) in summer period of gas day (D-1) shall forward to the adjacent gas producer (for gas producers connected to/through gas distribution system – the respective DSO) nominations /renominations, submitted by the gas producers, that plan to transmit natural gas through the system of mentioned adjacent gas producer (gas producer directly connected to gas distribution systems) in order to check the technical ability and confirm the total volume of natural gas which is planned to be transported through entry point from adjacent gas producer (entry point from gas distribution system).

від суміжного газовидобувного підприємства (точку входу з газорозподільної системи).

Номінації, подані газовидобувними підприємствами на точки входу до газотранспортної системи, через які подається газ тільки їх власного видобутку, на перевірку не направляються.

3. Суміжне газовидобувне підприємство/оператор газорозподільної системи (у випадку подачі номінації на віртуальну точку входу з газорозподільної системи) надсилає оператору газотранспортної системи інформацію про погоджені номінації до 14:15 UTC (16:15 за київським часом) години для зимового періоду та 13:15 UTC (16:15 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1).

4. Якщо оператор газотранспортної системи не отримує інформацію щодо погодження номінацій згідно з положенням цієї глави, оператор газотранспортної системи підтверджує номінації пропорційно поданим заявкам.

5. Якщо оператор газотранспортної системи не отримує інформацію про погодження обсягу природного газу, що планується до подачі/відбору замовником послуг транспортування через точку входу/виходу від/до суміжного газовидобувного підприємства, він відхиляє подані номінації.

**6. Перевірка відповідності номінації для точок входу з установок LNG, для точок входу/виходу з/до газосховищ та для точок входу/виходу з/до митного складу газосховища чи групи газосховищ**

Nominations submitted by producers for the points of entry to the gas transmission system through which only their own production of gas is supplied, shall not be submitted for verification.

3. Adjacent gas producer/DSO (in case of nomination for virtual entry point from gas distribution system) shall transmit to the TSO the information on approved nominations by 14:15 UTC (16:15 Kiev time) in winter period and 13:15 UTC (16:15 Kiev time) in summer period of gas day (D-1).

4. If the TSO does not receive the information on confirmed nominations in accordance with provisions this section, the TSO shall confirm the nominations proportionally to the submitted applications.

5. If TSO does not receive information about the approval of natural gas volume, planned to be transmitted for the supply/offtake by the Network User through entry/exit point from/to the adjacent producer, then submitted nominations are rejected.

**5. Verification of compliance of a nomination for entry points from LNG facilities or for entry/exit points from/to gas storage facilities and for entry/exit points from/to customs warehouse of a gas storage facility or group of gas storage facilities**

1. Номінації, подані замовником послуг транспортування природного газу для віртуальних точок входу або точок виходу з/до газосховищ, віртуальних точок входу або точок виходу з/до митного складу газосховищ, віртуальної точки входу з установки LNG, повинні збігатися з відповідними номінаціями, поданими оператору газосховища/оператору установки LNG, включаючи ідентифікацію про те, що номінація/реномінація подається на обсяги газу, які заявляються до транспортування з використанням потужностей з обмеженнями.

1. The nominations submitted by the Network User for the virtual entry or exit points from/to gas storage facilities, virtual entry or exit points from/to customs warehouse of a gas storage facility, virtual entry point from LNG facility, shall match the corresponding nominations submitted to the gas storage facility operator, LNG facility operator including identification that the nomination/renomination is submitted for the volumes of gas that are announced for transmission using capacity with restrictions.

Оператор газотранспортної системи проводить перевірку поданих номінацій для точок входу з установок LNG та для точок входу/виходу до/з газосховищ на предмет відсутності причин відхилення, передбачених пунктом 14 глави 1 цього розділу.

The TSO performs the verification of the submitted nominations for entry points from LNG facilities or entry/exit points from/to gas storage facilities for the absence of the rejection reasons, foreseen by Paragraph 14 Chapter 1 of this Section.

Оператор газотранспортної системи надсилає оператору газосховищ/оператору установки LNG номінації, подані замовником послуг транспортування природного газу, до 13:30 UTC (15:30 за київським часом) години для зимового періоду та 12:30 UTC (15:30 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1) з метою перевірки та погодження поданих номінацій.

The TSO sends to SSO/LNG facility operator the nominations submitted by Network User until 13:30 UTC (15:30 Kiev time) in winter period and 12:30 UTC (15:30 Kiev time) in summer period of gas day (D-1) for matching and confirmation.

2. Оператор газосховища/оператор установки LNG надсилає оператору газотранспортної системи інформацію про погоджені номінації до 14:15 UTC (16:15 за київським часом) години для зимового періоду та 13:15 UTC (16:15 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1).

2. The SSO/ LNG facility operator shall submit to the TSO the information on confirmed nominations till 14:15 UTC (16:15 Kiev time) in winter period and 13:15 UTC (16:15 Kiev time) in summer period of gas day (D-1).

3. Якщо процес перевірки відповідності номінацій для віртуальних точок входу або точок виходу з/до газосховищ, віртуальних точок входу або точок виходу з/до митного складу газосховища чи групи газосховищ, віртуальної точки входу з установки LNG виявляє невідповідності в номінаціях, застосовується «правило меншого». При цьому оператор

3. If incompliances in nominations are revealed in the process of verification of compliance of nominations for virtual entry points or exit points from/to gas storage facilities, virtual entry or exit points from/to customs warehouse of a gas storage facility or a group of gas storage facilities, virtual entry point from LNG facility, the “lesser rule” shall be applied. Along with this, the

газотранспортної системи підтверджує номінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня меншого обсягу природного газу, зазначеного в номінаціях.

TSO shall approve the nomination, which determines the volume of natural gas, established to the level of the smaller volume of natural gas, specified in nominations.

4. Якщо оператор газотранспортної системи не отримує інформацію про погодження обсягу природного газу, що планується до подачі/відбору замовником послуг транспортування для точок входу з установок LNG та для точок входу/виходу до/з газосховищ, він відхиляє подані номінації.

4. If TSO does not receive information about the approval of natural gas amount, planned to be transmitted for the delivery/offtake by the Network User for virtual entry points from LNG facilities or entry/exit points from/to gas storage facilities, then submitted nominations are rejected.

**7. Перевірка відповідності реномінації для точок входу від суміжних газовидобувних підприємств, віртуальних точок входу з газорозподільних систем, віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу до/з газосховищ, віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу до/з митного складу газосховищ та для віртуальної точки входу з установки LNG**

**6. Verification of compliance of renominations for entry points from adjacent gas producers, virtual entry or exit points from/to gas distribution systems, for virtual entry or exit points from/to gas storage facilities, virtual entry or exit points from/to customs warehouse of the gas storage facilities and for virtual entry point from LNG facilitiy.**

1. У разі подання замовником послуг транспортування природного газу реномінації обсягів природного газу для віртуальних точок входу з газорозподільних систем, для віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу з/до газосховищ, для віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу з/до митного складу газосховищ, віртуальної точки входу з установки LNG оператор газотранспортної системи надсилає оператору газорозподільної системи, оператору газосховища, оператору установки LNG цю реномінацію протягом 30 хвилин від початку процедури розгляду реномінації.

1. If the Network User submits renominations of the volumes of natural gas for virtual entry points from gas distribution systems and for virtual entry or virtual exit points from/to gas storage facilities, virtual entry or exit points from/to customs warehouse of the gas storage facilities, for virtual entry point from LNG facilitiy , TSO shall send this renomination to the gas producer, DSO, the gas storage facility operator, LNG facility operator during 30 minutes from the start of this renomination review procedure.

Реномінації, подані газовидобувними підприємствами, що подають природний газ через систему суміжного газовидобувного підприємства (газовидобувного підприємства, безпосередньо підключеного до газорозподільних систем) та/або через газорозподільні мережі, надсилаються суміжному газовидобувному підприємству, оператору

The renominations submitted by producers supplying natural gas through the system of the adjacent gas-producing enterprise (the gas-producing enterprise directly connected to gas distribution systems) and/or through gas distribution networks shall be sent to the adjacent gas-producing enterprise, the gas distribution system operator within 30 minutes from the start of the renomination reviewing procedure.

газорозподільної системи протягом 30 хвилин від початку процедури розгляду реномінації.

Реномінації, подані газовидобувними підприємствами на точки входу до газотранспортної системи, через які подається газ тільки їх власного видобутку, на перевірку не направляються.

2. Суміжне газовидобувне підприємство, через мережі якого подається газ іншого газовидобувного підприємства, оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG здійснюють перевірку реномінації та надсилають оператору газотранспортної системи інформацію про результати перевірки реномінації протягом 45 хвилин з часу одержання реномінації від оператора газотранспортної системи.

3. Якщо процес перевірки відповідності реномінації для віртуальної точки входу/виходу з/до газосховищ, для віртуальної точки входу/виходу з/до митного складу газосховищ або віртуальної точки входу з установки LNG виявляє невідповідності в реномінаціях, застосовується «правило меншого». При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує реномінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня меншого обсягу природного газу, зазначеного в реномінаціях.

4. Процес перевірки відповідності реномінації для точок входу від суміжних газовидобувних підприємств, віртуальних точок входу з газорозподільних систем здійснюється відповідно до глави 5 цього розділу.

5. Якщо оператор газотранспортної системи не отримує інформацію про погодження обсягів природного газу, що планується для подачі/відбору через точки входу/виходу від/до суміжних газовидобувних підприємств,

The renominations submitted by producers at the points of entry into the gas transmission system through which gas is being supplied only for their own production shall not be sent for verification.

2. Adjacent gas producer, that has networks through which the gas is being supplied by another producer, DSO, the gas storage facility operator, LNG facility operator shall perform verification of renominations and send the information on the results of verification of renominations to the TSO during 45 minutes since the receipt of the renomination from the TSO.

3. If incompliances in renominations are revealed in the process of verification of compliance of renominations for virtual entry/exit point to/from gas storage facilities, virtual entry or exit points from/to customs warehouse of the gas storage facilities or a virtual entry point from LNG facility, the “lesser rule” shall be applied. Along with this, the TSO shall approve the renomination, which determines the volume of natural gas, established to the level smaller than the volume of natural gas, specified in renominations.

4. Matching process for the renominations for points of entry from adjacent producers, virtual points of entry from gas distribution systems is performed in accordance with section 5 of this chapter.

5. If TSO does not receive information about the confirmation of natural gas volume, planned to be transmitted for the supply/offtake for entry/exit points from/to adjacent producers, entry point from gas distribution systems, virtual entry point from LNG facilities or entry/exit points from/to gas storage facilities, then submitted renominations are rejected.

точку входу з газорозподільних систем, точки входу/виходу до/з газосховищ та точку входу з установок LNG, він відхиляє подані реномінації.

## XII. ОБМІН ІНФОРМАЦІЄЮ ПРО ПОДАЧІ ТА ВІДБОРИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗАМОВНИКА ПОСЛУГ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ВИЗНАЧЕННЯ АЛОКАЦІЙ

### 1. Загальні положення.

1. Оператор газотранспортної системи на підставі інформації про виміряний за газову добу обсяг природного газу та всі його подачі та відбори, яка надається оператором газорозподільної системи, суміжним газовидобувним підприємством, газовидобувним підприємством, підключеним безпосередньо до газорозподільної системи, оператором газосховищ, оператором установки LNG та прямим споживачем, надає кожному замовнику послуг транспортування природного газу інформацію про його подачі та відбори в точках входу/виходу до/з газотранспортної системи за відповідну газову добу (D) в порядку, встановленому цим розділом. Інформація про відбори в точках виходу до газорозподільних систем надається в розрізі споживачів замовника послуг транспортування.

2. Якщо інформація про фактичний обсяг споживання природного газу не може бути отримана щодобово (за відсутністю дистанційної передачі даних комерційного вузла обліку), використовується розрахункове (прогнозоване) значення.

3. Алокація природного газу по кожному замовнику послуг транспортування природного газу, поданих (отриманих) ним у точці входу та відібраних (переданих) у точці виходу за певний період, визначається оператором газотранспортної системи та доводиться ним

## XII. EXCHANGE OF INFORMATION ON INPUTS AND OFFTAKES OF NATURAL GAS OF NETWORK USER AND DETERMINATION OF ALLOCATIONS

### 1. General provisions

1. TSO on the basis of information about daily gas volume and all deliveries and offtakes, provided by DSO, adjacent producer, producer, connected directly to distribution system, SSO, LNG facility operator and direct customer, provides for each Network User the information about his deliveries and offtakes at entry/exit points to/from distribution system for the relevant gas day (D) in accordance with this chapter. Information about the offtakes at the exit points to gas distribution systems is provided by each consumer of the Network User.

2. If information about actual volume of consumption cannot be received on daily basis (due to the absence of remote data transmission from commercial metering station), calculated (forecasted) value is used.

3. Allocation of natural gas amounts by each Network User, delivered (offtaken) by him at entry point and offtaken (delivered) at exit point in certain period, is performed by TSO and then is sent as a notification to the Network User in accordance with this Code.

до відома замовника послуг транспортування природного газу у порядку, визначеному цим Кодексом.

4. Відповідальність за своєчасність, повноту і достовірність інформації, що надається відповідно до цього розділу, несе той суб'єкт, на якого покладається обов'язок щодо надання інформації оператору газотранспортної системи відповідно до цього розділу.

4. During the submission of information, defined by this chapter, natural has market entity obliged to provide information to TSO in accordance with this chapter, bears the responsibility for the timely provision, completeness and validity of that information.

Електронні документи (електронні повідомлення), що надаються оператором газотранспортної системи відповідно до цього розділу, повинні містити його електронний цифровий підпис і на запит замовника послуг транспортування надаються йому у паперовій формі за підписом уповноваженої особи у строк, що не перевищує 5 робочих днів.

Electronic documents (electronic notifications), provided by TSO in accordance with this chapter, must contain its digital signature and, by the request of the Network User, are provided to him in paper form signed by the authorized person in term no more than 5 business days.

5. Інформація про обсяги подач та відборів природного газу, попередня та остаточна алокація визначаються в метрах кубічних та інформативно в одиницях енергії (кВт·год).

5. Information about natural gas deliveries and offtakes, preliminary and final allocation are expressed in cubic meters and energy units (KWh).

## 2. Прогноз відборів/споживання, що не вимірюються щодобово

## 2. Forecasting of non-daily measured offtakes/consumptions

1. Не пізніше ніж об 11:00 UTC (13:00 за київським часом) години для зимового періоду або о 10:00 UTC (13:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1) оператор газотранспортної системи надає замовнику послуг транспортування природного газу на газову добу (D) прогноз його відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, окремо по кожному з них, у тому числі відборів кожного споживача, постачальником якого є цей замовник послуг транспортування природного газу.

1. No later than at 11:00 UTC (13:00 Kiev time) in winter period or at 10:00 UTC (13:00 Kiev time) in summer period of gas day (D-1) TSO provides to the Network User for gas day (D) the forecast of his offtakes/consumptions which are non-daily measured, by each one of them, including the offtakes of every consumer, whose supplier is this Network User.

2. У газову добу (D) оператор газотранспортної системи надає замовнику послуг транспортування природного газу щонайменше два оновлення прогнозу відборів, що не вимірюються щодобово.

2. During gas day (D) TSO sumbits at least two updates of the NDM offtakes forecast to the Network User.

Перше оновлення надається не пізніше ніж о 13:00 UTC (15:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 12:00 UTC (15:00 за київським часом) годині для літнього періоду газової доби (D).

Друге оновлення надається не пізніше ніж о 17:00 UTC (19:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 16:00 UTC (19:00 за київським часом) годині для літнього періоду газової доби (D).

3. Оператор газотранспортної системи надає замовнику послуг транспортування природного газу прогноз відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, та оновлення такого прогнозу на підставі інформації (прогнозу), наданої оператором газорозподільної системи, стосовно споживачів, які знаходяться в його газорозподільній зоні.

4. Оператор газорозподільної системи здійснює прогнозування відборів/споживання у газорозподільній зоні, в якій він здійснює діяльність з розподілу природного газу.

Оператор газорозподільної системи надає оператору газотранспортної системи інформацію, необхідну для надання замовникам послуг транспортування природного газу згідно з цим Кодексом, у тому числі з метою проведення оператором газотранспортної системи процедури алокації.

5. Розрахунок прогнозів відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, проводиться оператором газорозподільної системи. При цьому такий розрахунок здійснюється на підставі статистики місячних відборів/споживання за попередні три роки та враховує зміни температури навколишнього природного середовища, профілі

First update is provided no later than at 13:00 UTC (15:00 Kiev time) in winter period or at 12:00 UTC (15:00 Kiev time) in summer period of gas day (D).

Second update is provided no later than at 17:00 UTC (19:00 Kiev time) in winter period or at 16:00 UTC (19:00 Kiev time) in summer period of gas day (D).

3. TSO provides Network User with its forecasted offtakes/consumptions volumes, which are non-daily measured, and the updates of this forecast on the basis of information (forecast), provided by DSO, by the consumers located in his gas distribution area.

4. DSO performs the forecasting of offtakes/consumption volumes in its gas distribution area.

DSO provides TSO with information, required for the provision to Network Users according to this Code, including in order to perform allocation procedure by TSO.

5. Calculation of forecasts of non-daily measured offtakes/consumption is performed by DSO. Such calculation is performed on the basis of the statistics of monthly offtakes/consumption for the last three years and takes into account the changes of environment temperature, consumption profiles, days of the week, vacations season and other parameters, influencing daily offtake/consumption.

споживання, дні тижня, сезон відпусток та інші параметри, що впливають на добовий відбір/споживання.
6. Оператор газорозподільної системи надає оператору газотранспортної системи прогнози відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, та оновлення таких прогнозів не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи замовникам послуг транспортування природного газу згідно з цією главою.
7. Інформація повинна надаватись оператором газорозподільної системи в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.
8. Оператор газорозподільної системи щорічно оприлюднює звіт про точність прогнозування відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, до 01 березня року, наступного за звітним.
9. У разі порушення оператором газорозподільної системи обов'язків, передбачених цією главою, оператор газотранспортної системи терміново інформує про це Регулятора.

6. DSO provides TSO with forecasts of non-daily measured offtakes/consumption volumes and with updates of such forecasts no later than one hour before the deadline for the provision of such information by TSO for Network Users in accordance with this section.

7. Information has to be provided by DSO in electronic form via Information Platform in the form set by TSO and approved by Regulator.

8. DSO annually publishes the report on the accuracy of NDM offtakes/consumption forecasts, until 01 March of the year following the reporting year.
9. In case when DSO violates the duties, foreseen by this section, TSO immediately informs Regulator about this.

## 3. Порядок обміну інформацією про подачі та відбори/споживання, що вимірюються протягом доби

1. Оператор газотранспортної системи надає замовнику послуг транспортування природного газу інформацію про його подачі та відбори/споживання природного газу, що вимірюються протягом доби, щодобово окремо по кожному з його споживачів щонайменше два рази на газову добу.

• Перше оновлення надається не пізніше 13:00 UTC (15:00 за київським часом) години для зимового періоду або 12:00 UTC (15:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D).

## 3. The order of information exchange on delivery and offtake/consumption, at the end of the gas day.

1. The TSO shall provide the Network User with the services of natural gas transportation with information on its delivery and gas offtake/consumption, which is measured during the day, each day separately for each of its consumers at least twice a gas day.

• The first update is provided no later than 13:00 UTC (15:00 Kiev time) in winter period or 12:00 UTC (15:00 Kiev time) in summer period of the gas day (D).

• The second update is provided no later than 5:00 UTC (19:00 Kiev

• Друге оновлення надається не пізніше 17:00 UTC (19:00 за київським часом) години для зимового періоду або 16:00 UTC (19:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D).

2. Оператор газорозподільної системи, суміжне газовидобувне підприємство, газовидобувне підприємство, підключене безпосередньо до газорозподільної системи, оператор газосховищ, оператор установки LNG та прямий споживач надають оператору газотранспортної системи інформацію про подачі та відбори/споживання, що вимірюються протягом доби, не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи замовникам послуг транспортування природного газу згідно з пунктом 1 цієї глави. При цьому інформація про добові обсяги подач та відборів/споживання, що вимірюються протягом доби, надається оператору газотранспортної системи не пізніше ніж о 08:00 UTC (10:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 07:00 UTC (10:00 за київським часом) годині для літнього періоду після закінчення газової доби (D). Така інформація повинна надаватись в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.

time) in winter period or 16:00 UTC (19:00 Kiev time) in summer period of the gas day (D).

2. The DSO, an adjacent gas producer, a gas-producing company connected directly to the gas distribution system, the gas storage operator, the operator of the LNG plant and the direct customer shall provide the gas transmission operator with information on supply and withdrawal / consumption measured during the day, not later than one hour before the expiration of the term for providing such information by the TSO to the customers of the natural gas transportation services in accordance with paragraph 1 of this section. In this case, information on daily supplies and offtake / consumption, measured during the day, is provided to the TSO no later than at 8:00 UTC (10:00 am at Kiev time) per hour in winter period or 7:00 UTC (10: 00 at Kiev time) in summer period after the end of the gas day (D). Such information should be provided electronically through the information platform by the defined TSO in the form agreed upon by the Regulator.

## 4. Порядок обміну інформацією про подачі та відбори/споживання по закінченню газової доби

1. Оператор газорозподільної системи, суміжне газовидобувне підприємство, газовидобувне підприємство, підключене безпосередньо до газорозподільної системи, оператор газосховищ, оператор установки LNG та прямий споживач надають оператору газотранспортної системи

## 4. The order of information exchange of the delivery and offtake / consumption at the end of the gas day

1. The DSO, an adjacent gas producer, a gas-producing company connected directly to the gas distribution system, the gas storage operator, the operator of the LNG plant and the direct customer, shall provide the TSO with information on actual supplies or offtakes/consumptions measured during the day and on a daily basis, not later than one hour before the expiration of the term for providing such information by the TSO to the Network

інформацію про фактичні обсяги подач або відборів/споживання, що вимірюються протягом доби та щодобово, не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи замовникам послуг транспортування природного газу згідно з пунктом 1 глави 5 цього розділу.

Якщо газорозподільна система має місце передачі природного газу в/з іншу(ої) газорозподільну(ої) систему(и), оператори відповідних газорозподільних систем подають оператору газотранспортної системи інформацію про фактичний обсяг приймання-передачі природного газу з однієї газорозподільної зони в іншу у строк, визначений абзацом першим цього пункту, в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.

2. Оператор газорозподільної системи надає оператору газотранспортної системи інформацію про остаточні прогнозовані обсяги відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи замовникам послуг транспортування природного газу згідно з пунктом 1 глави 5 цього розділу в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.

3. Отримані згідно з пунктами 1 - 2 цієї глави дані про фактичні та розрахункові відбори та подачі використовуються для проведення попередніх алокацій та розрахунку попереднього обсягу добового небалансу замовників послуг транспортування природного газу.

Users in accordance with paragraph 1 of chapter 5 of this section.

If the gas distribution system has a point of natural gas transmission to / from another gas distribution system(s), operators of the respective gas distribution systems shall provide the TSO with information on the actual volume of gas acceptance-transfer from one gas distribution zone to another within the time period specified the first paragraph of this section, electronically through the information platform by the form provided by TSO and agreed upon by the Regulator.

2. The DSO shall provide to the TSO information about the final forecasted volumes of the offtake / consumption that are not measured daily, not later than one hour before the expiration of the term for providing such information by the TSO to the customers of the natural gas transportation services in accordance with paragraph 1 of Chapter 5 of this section electronically through the information platform by the form provided by TSO and agreed upon by the Regulator.

3. The data received in accordance with paragraphs 1 - 2 of this chapter on actual and calculated offtakes and supplies shall be used for conducting preliminary allocations and for calculating the preliminary volume of daily imbalance of Network Users.

## 5. Попередня щодобова алокація подач природного газу замовника послуг транспортування природного газу

1. Оператор газотранспортної системи не пізніше ніж о 15:00 UTC (17:00 за київським часом) години для зимового періоду або о 14:00 UTC (17:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D+1) здійснює попередню алокацію подач природного газу та надає її кожному замовнику послуг транспортування природного газу за газову добу (D).

2. У точках входу з газосховищ оператор газотранспортної системи визначає алокацію обсягів згідно з даними підтверджених номінацій/реномінацій. При цьому обсяги, визначені в алокації, дорівнюють обсягам, визначеним у підтверджених номінаціях/реномінаціях.

3. У точках входу на міждержавних з'єднаннях оператор газотранспортної системи визначає попередню алокацію обсягів подач замовника послуг транспортування згідно з даними підтверджених номінацій/реномінацій. При цьому обсяги, визначені в попередній алокації, дорівнюють обсягам, визначеним у підтверджених номінаціях/реномінаціях (крім випадків, визначених цим пунктом).

У випадку якщо угодою про взаємодію із суміжним оператором газотранспортної системи передбачено інший порядок визначення алокації, визначення попередньої алокації здійснюється відповідно до такої угоди про взаємодію з урахуванням вимог цього абзацу. При цьому оператор газотранспортної системи на своєму вебсайті публікує перелік точок входу на міждержавному з'єднанні, на яких попередня алокація

## 5. Preliminary daily natural gas supply allocation of Network User

1. The TSO shall not later than at 15:00 UTC (17:00 Kiev time) in winter period or at 14:00 UTC (17:00 Kiev time) in summer period of the gas day (D+1) carry out the preliminary natural gas supplies allocation and provides it for each network for the gas day (D).

2. At the points of entry from the gas storage facilities, the TSO determines the allocation of volumes according to the data of the confirmed nominations / renominations. At the same time, the volumes defined in the allocation are equal to the volumes defined in the approved nominations / renominations.

3. At the crossborder entry points, the TSO determines the volumes allocation of Network User according to the data of the confirmed nominations / renominations. At the same time, the volumes defined in the allocation are equal to the volumes defined in the approved nominations / renominations (except for the cases, defined in this point).

In case, when cooperation agreement with the adjacent TSO foresees another procedure of the allocations definition, preliminary allocation definition is performed by such agreement taking into account the requirements of this point. At the same time TSO on its website publishes the list of crossborder entry points, for which the preliminary allocation is performed by the cooperation agreement and also the provisions of the cooperation agreement, which foresee the procedure of allocation

здійснюється відповідно до угоди про взаємодію, а також положення угоди про взаємодію, які передбачають порядок визначення алокації.

4. Для здійснення оператором газотранспортної системи алокації в точках входу від суміжних газовидобувних підприємств суміжне газовидобувне підприємство надає оператору газотранспортної системи відповідну інформацію про обсяги подач природного газу (у розрізі газовидобувних підприємств, що подають природний газ до газотранспортної системи в цій точці входу) не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи, встановленого пунктом 1 цієї глави, в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.

Якщо інформація про обсяги подачі природного газу у відповідній точці входу не буде надана оператору газотранспортної системи (у строки, визначені цією главою) для проведення алокації, обсяг природного газу, поданий у відповідних точках входу від газовидобувних підприємств, повинен бути визначений у такому порядку:

якщо обсяг по відповідній точці входу перевищує сумарні підтверджені номінації/реномінації газовидобувних підприємств по цій точці, то оператор газотранспортної системи визначає газовидобувним підприємствам, номінації/реномінації яких були підтверджені по цій точці, обсяг їх підтверджених номінацій/реномінацій, а різниця визначається суміжному газовидобувному підприємству, про що оператор газотранспортної системи інформує замовників послуг транспортування природного газу та суміжне газовидобувне підприємство;

definition.

4. To implement the allocation by the TSO at the points of entry from adjacent gas producer, an adjacent gas producer shall provide the TSO with relevant information on the volumes of natural gas supplies (in the context of the gas producers supplying the natural gas to the gas transmission system at this entry point) not later than one hour before the expiration of the term for providing such information by the TSO established by paragraph 1 of this chapter, electronically through an information platform by the form provided by the TSO agreed upon by the Regulator.

If the information for the implementation of the allocation on the natural gas supply volume at the corresponding point of entry will not be provided to the TSO (in the timeframes defined by this section), the volume of natural gas supplied at the appropriate points of entry from the gas producers shall be determined in the following order:

if the volume at the corresponding entry point exceeds the total confirmed nominations / renominations of the gas producers at this point, then the TSO determines the gas producers whose nominations / renominations have been confirmed at this point, the amount of their confirmed nominations / renominations, and the difference is determined to the adjacent gas producer and the TSO informs the Network Users and an adjacent gas producer;

якщо фактичний обсяг по відповідній точці входу не перевищує сумарні підтверджені номінації/реномінації газовидобувних підприємств по цій точці, то оператор газотранспортної системи визначає газовидобувним підприємствам, номінації/реномінації яких були підтверджені по цій точці, обсяг пропорційно їх підтвердженим номінаціям/реномінаціям, про що оператор газотранспортної системи інформує газовидобувні підприємства, для яких по цій точці входу були підтверджені номінації/реномінації.

5. Для здійснення оператором газотранспортної системи алокації в точках входу з газорозподільних систем (місце надходження природного газу від газовидобувного підприємства в точці його підключення до газорозподільної системи, через яку, у тому числі, може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств) оператор газорозподільної системи надає оператору газотранспортної системи відповідну інформацію про обсяги подач природного газу у віртуальній точці входу з газорозподільної системи в розрізі газовидобувних підприємств не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи, встановленого пунктом 1 цієї глави, в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.

При цьому газовидобувне підприємство, що безпосередньо підключене до газорозподільної системи, зобов'язане надати відповідному оператору газорозподільної системи інформацію (за формою цього оператора) щодо фактичного обсягу подачі природного газу у віртуальній точці входу з газорозподільної системи у розрізі підключених до/через нього газовидобувних підприємств не пізніше ніж за три години до закінчення

if the actual volume at the corresponding entry point does not exceed the total confirmed nominations / renominations of the gas producers at this point, the TSO determines the volume to the gas producers whose nominations / renominations have been confirmed at this point, proportionally to their confirmed nominations / renominations, as TSO informs the gas producers, whose nominations / renominations were confirmed at this entry point.

5. For providing allocation by the TSO at the entry points from the gas distribution systems (the place of income from the gas producer at the point of its connection to the gas distribution system, through which natural gas may be transferred to another gas producer or group of gas producers), the DSO provides the TSO with relevant information on the volumes supplies at the virtual point of entry from the gas distribution system in the context of gas producers no later than one hour prior to the expiration of the term for providing such information by the TSO provided by paragraph 1 of this chapter, electronically through the information platform by the defined TSO by a form agreed upon by the Regulator.

In this case, the gas producer directly connected to the gas distribution system is obliged to provide the relevant DSO with information (in the form of this operator) regarding the actual volume of natural gas supply at the virtual point of entry from the gas distribution system in the context of gas producers connected to it / through it, not later than three hours before the expiration of the term for the provision of information by the TSO provided by paragraph 1 of this chapter in electronic form.

строку надання інформації оператором газотранспортної системи, встановленого пунктом 1 цієї глави, в електронному вигляді.

Якщо інформація про обсяг подачі природного газу через місце підключення газовидобувного підприємства до газорозподільної системи буде відрізнятися від даних комерційного вузла обліку, що обліковує природний газ через зазначене місце підключення, для проведення алокації обсяг подачі природного газу через місце підключення газовидобувного підприємства визначається за даними комерційного вузла обліку, а обсяги, подані газовидобувними підприємствами через зазначене місце підключення, повинні бути визначені в такому порядку:

якщо обсяг подачі природного газу за даними комерційного вузла обліку буде перевищувати обсяг, наданий газовидобувним підприємством, то оператор газорозподільної системи визначає газовидобувним підприємствам (крім безпосередньо підключеного) обсяг їх підтверджених номінацій/реномінацій, а різницю визначає газовидобувному підприємству, що безпосередньо підключене до газорозподільної системи, про що оператор газорозподільної системи його інформує;

якщо обсяг подачі природного газу за даними комерційного вузла обліку буде меншим від даних, наданих газовидобувним підприємством, то оператор газорозподільної системи визначає газовидобувним підприємствам обсяг пропорційно їх підтвердженим номінаціям/реномінаціям, про що оператор газорозподільної системи їх інформує.

If the information on the natural gas supply volume through the place of connection of the gas producer to the gas distribution system will differ from the data of the commercial metering station that accounts for natural gas through the indicated place of connection, for the purpose of the allocation, the amount of natural gas supply through the place of connection of the gas producer is determined according to the data of the commercial accounting node, and the volumes submitted by the gas producers through the indicated place of connection should be defined in the following order:

if the volume of natural gas supply, according to the data of the commercial node, exceeds the volume provided by the gas producer, then the DSO shall determine the volume of their confirmed nominations / renominations for the gas producers (except directly connected), and the difference shall be determined to the gas producer directly connected to the gas distribution system, about which the DSO informs him;

if the volume of natural gas supply according to the data of the commercial accounting unit is less than the data provided by the gas producer, then the DSO shall determine the volume of gas producers in proportion to their confirmed nominations / renominations, about which the DSO informs them.

## 6. Попередня щодобова алокація відборів замовника послуг транспортування природного газу

1. Оператор газотранспортної системи не пізніше ніж о 15:00 UTC (17:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 14:00 UTC (17:00 за київським часом) годині для літнього періоду газової доби (D+1) здійснює попередню алокацію відборів природного газу та надає її кожному замовнику послуг транспортування природного газу за газову добу (D).

2. У точках виходу до газосховищ оператор газотранспортної системи визначає алокацію обсягів згідно з даними підтверджених номінацій/реномінацій. При цьому обсяги, визначені в алокації, дорівнюють обсягам, визначеним у підтверджених номінаціях/реномінаціях.

3. У точках виходу на міждержавних з'єднаннях оператор газотранспортної системи визначає попередню алокацію обсягів відборів замовника послуг транспортування згідно з даними підтверджених номінацій/реномінацій. При цьому обсяги, визначені в попередній алокації, дорівнюють обсягам, визначеним у підтверджених номінаціях/реномінаціях (крім випадків, визначених цим пунктом).

У випадку якщо угодою про взаємодію із суміжним оператором газотранспортної системи передбачено інший порядок визначення алокації, визначення попередньої алокації здійснюється відповідно до такої угоди про взаємодію з урахуванням вимог цього абзацу. При цьому оператор газотранспортної системи на своєму вебсайті публікує перелік точок виходу на міждержавному з'єднанні, на яких попередня алокація

## 6. Preliminary daily allocation of Network User's offtakes

1. The TSO shall not later than 15:00 UTC (17:00 Kiev time) for the winter period or at 14:00 UTC (17:00 Kiev time) for the summer period of the gas day (D+1) carries out the preliminary allocation and provides it to each Network User for the gas day (D).

2. At the points of exit to the gas storage facilities, the TSO determines the allocation of volumes according to the data of the confirmed nominations / renominations. At the same time, the volumes defined in the allocation are equal to the volumes defined in the approved nominations / renominations.

3. At the crossborder exit points, the TSO determines the allocation of volumes according to the data of the confirmed nominations / renominations. At the same time, the volumes defined in the allocation are equal to the volumes defined in the approved nominations / renominations (except for the cases, defined by this point).

In case, when cooperation agreement with the adjacent TSO foresees another procedure of the allocations definition, preliminary allocation definition is performed by such agreement taking into account the requirements of this point. At the same time TSO on its website publishes the list of crossborder entry points, for which the preliminary allocation is performed by the cooperation agreement and also the provisions of the cooperation agreement, which foresee the procedure of allocation definition.

здійснюється відповідно до угоди про взаємодію, а також положення угоди про взаємодію, які передбачають порядок визначення алокації.

4. Весь обсяг природного газу, відібраний у точці виходу до газорозподільної системи, підлягає розподілу на відповідних замовників послуг транспортування природного газу шляхом визначення алокації.

Оператор газотранспортної системи визначає попередню щодобову алокацію відборів замовника послуг транспортування природного газу на основі інформації, отриманої згідно з цим розділом, та даних Реєстру споживачів постачальника.

У випадку відбору/споживання, що вимірюється щодобово, для проведення попередньої щодобової алокації використовуються фактичні дані відбору/споживання, отримані на кінець газової доби.

У випадку відбору/споживання, що не вимірюється щодобово, для проведення попередньої щодобової алокації використовуються дані другого оновлення прогнозу відбору/споживання, визначеного згідно з пунктом 2 глави 2 цього розділу.

Якщо обсяг природного газу, переданий до газорозподільної системи (з урахуванням обсягів подачі природного газу газовидобувним підприємством, приєднаним до мереж газорозподільної системи, та перетоку природного газу в суміжну газорозподільну систему), перевищує сумарний обсяг природного газу, що був відібраний споживачами згідно з інформацією про відбори з газорозподільної системи, то вся різниця є відбором відповідного оператора газорозподільної системи.

4. The entire volume of gas offtake at the point of entry into the gas distribution system is subject to the allocation to the relevant Network Users by means of allocation definition.

The TSO determines the preliminary daily allocation of the Network User's offtake based on the information received in accordance with this section and the data of the Supplier's Consumers Registry.

In case of offtake / consumption, which is measured daily, the actual data of offtake / consumption received at the end of the gas day is used for carrying the preliminary daily allocation out.

In the case offtake / consumption which is not measured daily, the data of the second update of offtake / consumption forecast, determined in accordance with clause 2 of Chapter 2 of this section, is used for carrying out the preliminary daily allocation.

If the volume of gas transferred to the gas distribution system (taking into account the volumes of natural gas supply by the gas producer connected to the gas distribution system and the natural gas crossflow to the adjacent gas distribution system) exceeds the total volume of natural gas withdrawal by the consumers according to the information on the offtake from the gas distribution system, then the whole difference is the offtake of the corresponding DSO.

Якщо обсяг природного газу, переданий до газорозподільної системи (з урахуванням обсягів подачі природного газу газовидобувним підприємством, приєднаним до мереж газорозподільної системи, та перетоку природного газу в суміжну газорозподільну систему), є меншим за сумарний обсяг природного газу, що був відібраний споживачами згідно з інформацією про відбори з газорозподільної системи, то оператор газотранспортної системи пропорційно зменшує остаточний розрахунковий обсяг по відборах, що не вимірюються щодобово, з цієї газорозподільної системи.

If the volume of natural gas transferred to the gas distribution system (taking into account the volumes of natural gas supply to the gas producer connected to the gas distribution system networks and the natural gas crossflow to the adjacent gas distribution system) is less than the total volume of natural gas that has been selected by consumers according to the information on the offtake of the gas distribution system, then the TSO, by default, proportionally reduces the final calculated volume in the offtakes that are not measured daily from this gas distributing system.

5. У точках виходу до прямого споживача оператор газотранспортної системи проводить алокацію всього обсягу природного газу на його діючого постачальника на підставі даних Реєстру споживачів постачальника.

5. At the points of exit to the direct customer, the TSO shall carry out the allocation of the entire natural gas volume to its current supplier on the basis of the data of the supplier’s consumers registry.

6. Якщо газорозподільна система має місце передачі природного газу в іншу газорозподільну систему (тобто через суміжну газорозподільну систему природний газ передається в іншу газорозподільну систему), оператор газорозподільної системи, якому належить чи в експлуатації якого знаходиться комерційний вузол обліку, надає оператору газотранспортної системи інформацію про фактичний обсяг приймання-передачі природного газу з однієї газорозподільної системи в іншу не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи, встановленого пунктом 1 цієї глави.

6. If the gas distribution system has a natural gas transfer to another gas distribution system (that means, through the adjacent gas distribution system, the natural gas is transferred to another gas distribution system), the DSO, owning or operating the commercial accounting unit, provides the TSO with information about the actual volume of natural gas acceptance-transmission from one gas distribution system to another not later than one hour before the expiration of the term of providing such information to the TSO defined by paragraph 1 of this chapter.

7. Алокація відборів природного газу споживача можлива тільки на замовника послуг транспортування природного газу, що є діючим постачальником такого споживача згідно з даними Реєстру споживачів

7. Allocation of consumer’s natural gas offtakes is possible only to the customer of the natural gas transportation service acting as a supplier of such a consumer in accordance with the data of the supplier's consumer registry and applies to him by the TSO until the termination of natural gas supply to such a customer in accordance with the provided procedure,

постачальника, та відноситься на нього оператором газотранспортної системи до моменту припинення постачання природного газу такому споживачу в установленому порядку, крім випадків, передбачених нижче.

У разі несанкціонованого відбору природного газу споживачем весь відповідний обсяг вноситься в алокацію відповідного оператора газорозподільної системи, а по прямому споживачу - оператора газотранспортної системи.

У разі письмової вимоги замовника послуг транспортування природного газу, що є постачальником, або оператора газотранспортної системи до оператора газорозподільної системи про припинення розподілу природного газу споживачу замовника, яка подається в установленому законодавством порядку, алокація фактичного обсягу споживання природного газу таким споживачем після строку, установленого законодавством на припинення розподілу природного газу такому споживачу, здійснюється на оператора газорозподільної системи.

У разі письмової вимоги замовника послуг транспортування природного газу, що є постачальником, до оператора газотранспортної системи про припинення транспортування природного газу прямому споживачу замовника, яка подається в установленому законодавством порядку, фактичний обсяг споживання природного газу таким прямим споживачем після строку, установленого законодавством на припинення транспортування природного газу такому прямому споживачу, вноситься до алокації оператора газотранспортної системи.

except in cases, provided below.

In the case of unauthorized natural gas offtake by the consumer, all relevant volume is entered into an allocation to the corresponding DSO, and by the direct consumer - to the TSO.

In the case of a written request of the Network User that is the supplier or the TSO to the DSO about the termination of the natural gas distribution to the consumer of the customer, which is submitted in accordance with the procedure defined by the legislation, the allocation of the actual volume of natural gas consumption by such a consumer after the term established by law to stop the distribution of natural gas to such a customer, is carried out to the DSO.

In the case of a written request of the Network User that is the supplier, to the TSO to stop the natural gas transportation to the direct consumer of the customer, which is submitted in accordance with the procedure defined by the legislation, the allocation of the actual volume of natural gas consumption to such direct customer after the term established by the legislation for termination the transportation of natural gas to such a direct customer, is carried out to the TSO allocation.

## 7. Остаточні алокації щодобових подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу

1. Остаточна алокація щодобових подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу газового місяця (М) здійснюється оператором газотранспортної системи з урахуванням вимог цієї глави.

2. У точках виходу до газорозподільної системи з метою проведення остаточної алокації щодобових відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, оператор газорозподільної системи до 08 числа газового місяця (М+1) надає оператору газотранспортної системи інформацію про фактичний місячний відбір/споживання природного газу окремо по кожному споживачу, відбір/споживання якого не вимірюється щодобово. У випадку якщо комерційний вузол обліку обладнаний обчислювачем (коректором) з можливістю встановити за результатами місяця фактичне щодобове споживання природного газу, така інформація додатково надається в розрізі газових днів газового місяця (М).

3. У точках виходу до газорозподільної системи оператор газотранспортної системи здійснює остаточну алокацію щодобових відборів замовника послуг транспортування природного газу з урахуванням інформації про прогнозовані та фактичні обсяги споживання по кожному окремому споживачу замовника послуг транспортування природного газу з урахуванням вимог цієї глави.

4. Остаточна алокація відборів/споживання, що вимірюються щодобово, дорівнює обсягам попередніх добових алокацій, крім випадків зміни режимів нарахування споживачу обсягів у порядку, встановленому

## 7. Final allocations of Network User’s daily supplies and offtakes

1. The final allocation of the Network User's daily supplies and offtakes of a gas month (M) is carried out by the TSO in accordance with the requirements of this section.

2. At the points of exit to the gas distribution system for the purpose of performing a final allocation of daily offtakes / consumptions which are not measured daily, the DSO by the 08th day of the gas month (M + 1) shall provide the TSO with information on the actual monthly natural gas offtake / consumption separately for each consumer, the offtake / consumption of which is not measured daily. In case if the commercial accounting unit is equipped with a computer (corrector) with the ability to get the actual daily consumption of natural gas according to the results of the month, such information is additionally provided in context of the gas days of the gas month (M).

3. At exit points to gas distribution system, the TSO shall make the final allocation of the Network User’s daily offtakes on the basis of information on forecasted and actual consumption volumes for each individual consumer of the Network User in accordance with the requirements of this section.

4. The final allocation of offtakes / consumptions, measured daily, is equal to the volumes of the previous daily allocations, except for cases of changing the modes of charging the consumer’s volumes in the order defined by the Code of Gas Distribution Systems. When changing the modes of calculating the consumer’s volumes during the period of such a

Кодексом газорозподільних систем. При зміні режимів нарахування споживачу обсягів за період такої зміни коригування добових обсягів споживання здійснюється відповідно до пункту 6 цієї глави.

5. Остаточна алокація відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, за умови здійснення обліку комерційним вузлом обліку, обладнаним обчислювачем (коректором) з можливістю встановити за результатами місяця фактичне щодобове споживання природного газу, а також обсяги остаточних щодобових алокацій по такому споживачу коригуються та дорівнюють фактичному споживанню за відповідну газову добу газового місяця (М) за даними обчислювача (коректора), крім випадків зміни режимів нарахування споживачу обсягів у порядку, встановленому Кодексом газорозподільних систем. При зміні режимів нарахування споживачу обсягів за період такої зміни коригування добових обсягів споживання здійснюється відповідно до пункту 6 цієї глави.

6. У випадку якщо фактичний місячний обсяг відбору/споживання дорівнює сумі попередніх щодобових алокацій за місяць, для відбору/споживання, що не вимірюється щодобово та облік якого здійснюється комерційним вузлом обліку, не обладнаним обчислювачем (коректором), обсяги щодобових остаточних алокацій дорівнюють обсягам, визначеним попередніми щодобовими алокаціями.

У випадку якщо фактичний місячний обсяг відборів/споживання не дорівнює сумі попередніх щодобових алокацій за місяць, для відбору/споживання, що не вимірюється щодобово та облік якого здійснюється комерційним вузлом обліку, не обладнаним обчислювачем (коректором), для визначення щодобових остаточних алокацій відборів приймаються дані скоригованих щодобових алокацій. При цьому

change, the adjustment of daily consumption volumes is carried out in accordance with point 6 of this section.

5. The final allocation of offtakes / consumptions, which are not measured daily, and if the accounting is carried out by a commercial accounting unit equipped with a computer (corrector) with the ability to get the actual daily consumption of natural gas by the results of the month, the volumes of the daily allocation for such a consumer are adjusted and equal to actual consumption for the corresponding gas day of the gas month (M) according to the computer (corrector), except for cases of changing the modes of charging the consumer's volume in the order defined by the Gas Distribution Systems Code. When changing the modes of charging the consumer volumes, during the period of such a change, the adjustment of daily consumption volumes is carried out in accordance with paragraph 6 of this section.

6. In the case of offtake/consumption which is not measured daily, recorded by a commercial accounting node not equipped with computer (corrector), the actual monthly consumption is equal to the sum of the previous daily allocations, the amount of daily final allocations is equal to the volumes determined by the previous daily allocations.

In the case of offtake / consumption which is not measured daily, is performed by a commercial accounting node not equipped with computer (corrector), the actual monthly offtake/consumption is not equal to the sum of the previous daily allocations, the amount of daily final allocations does not equal the volumes determined by the previous daily allocations for daily final offtakes allocations, the adjusted daily forecasts are accepted. At the same time, the daily forecasts of offtake / consumption are adjusted by the value of Δ (taking into account the positive / negative value), the size of which is determined by the formula:

попередні щодобові алокації відбору/споживання коригуються на величину Δ (з урахуванням додатної/від'ємної величини), розмір якої визначається за формулою

$\Delta = VD_{прогноз} \times (VM_{факт} / VM_{прогноз} - 1)$,

де $VD_{прогноз}$ - попередня щодобова алокація;

$VM_{факт}$ - фактичний місячний обсяг споживання/відбору;

$VM_{прогноз}$ - місячна сума попередніх щодобових алокацій.

Якщо місячна сума щодобових алокацій за даними оператора газорозподільної системи дорівнює нулю, розмір коригування остаточних щодобових алокацій визначається за формулою

$\Delta = VM_{факт} / n$,

де n - кількість днів у газовому місяці, у які об'єкт споживача був підключений до газових мереж.

Коригування обсягів добового відбору/споживання не здійснюється щодо днів, протягом яких об'єкт споживача був відключений в установленому порядку від газорозподільної системи.

Коригування обсягів добового відбору/споживання забезпечується оператором газорозподільної системи на інформаційній платформі.

7. Остаточна алокація щодобових подач та відборів природного газу замовника послуг транспортування природного газу по точках входу/виходу до/з газотранспортної системи, крім точки виходу до

$\Delta = VDforecast \times (VMfact / VMforecast - 1)$,

where

VDforecast – preliminary daily allocation;

VMfact – actual monthly offtake/consumption volume;

VMforecast – monthly sum of preliminary daily allocations;

If the monthly amount of the forecast daily consumption / offtake allocations according to the data of the DSO is zero, the size of daily consumption / offtake volume correction is determined by the formula

$\Delta = VMfact / n$,

where

n – the number of days in the gas month in which the conusmer's object was connected to gas networks.

The daily offtake / consumption volume adjustment is not carried out in relation to the days during which the consumer’s object was disconnected from the gas distribution system in accordance with the defined procedure.

The daily offtake / consumption volume adjustment is provided by the TSO on the information platform.

7. The final allocation of daily supplies and natural gas offtakes of the Network User through the points of entry / exit to / from the gas transportation system, except for the point of exit into the gas distribution system, is based on the previous daily allocations of supplies and offtakes.

газорозподільної системи, здійснюється на підставі попередніх щодобових алокацій подач та відборів. При цьому обсяги в остаточній щодобовій алокації дорівнюють обсягам, визначеним у попередній щодобовій алокації.

## 8. Угода про впровадження оперативного балансового рахунку

1. Оператор газотранспортної системи може укласти угоду про впровадження оперативного балансового рахунку з оператором суміжної газотранспортної системи, оператором газорозподільної системи, суміжним газовидобувним підприємством, оператором установки LNG або оператором газосховища, що мають фізичне з'єднання з газотранспортною системою, для підтримання подачі природного газу на точку входу до газотранспортної системи або відбору з точки виходу з газотранспортної системи. Угода може бути укладена, якщо існують технічні можливості для впровадження такого рахунку.

2. Для точок входу/виходу, стосовно яких укладена угода про впровадження оперативного балансового рахунку, алокацією замовника послуг транспортування природного газу є підтверджена номінація.

3. Список точок, стосовно яких укладена угода про впровадження оперативного балансового рахунку, розміщується на вебсайті оператора газотранспортної системи.

At the same time, the volumes in the final daily allocation are equal to the volumes defined in the previous daily allocation.

## 8. The agreement on maintenance of the operational balancing account

1. The TSO may enter into an agreement on the implementation of the operational balancing account (OBA) with the operator of adjacent gas transmission system, the LNG facility operator or the gas storage facility operator, which have physical connection to the gas transmission system for maintenance of supply of natural gas to the point of entry to the gas transmission system or withdrawal from the point of exit from the gas transmission system. The agreement may be concluded if there are technical capabilities for the implementation of such an account.

2. For the entry/exit points that are the subject of the agreement on implementation of the operator’s OBA, the allocation of Network User is the confirmed nomination.

3. The list of points, for which the agrrement for the implementation of OBA is concluded, is published on the web-site of the TSO.

**9. Угода про алокацію**

1. Постачальники зі споживачем, комерційний ВОГ якого віднесено до I категорії (річний обсяг споживання становить більше 3 млн куб. м), мають право укласти угоду про алокацію, предметом якої є розподілення обсягів постачання природного газу на одну точку комерційного обліку, якій присвоєно окремий EIC-код, в одному розрахунковому періоді між замовниками послуг транспортування (постачальниками), які є сторонами угоди про алокацію.

2. Угоди про алокацію реєструються на інформаційній платформі оператора газотранспортної системи. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний забезпечити на своїй інформаційній платформі можливість здійснення реєстрації угоди про алокацію.

3. З метою реєстрації на інформаційній платформі угоди про алокацію замовник послуг транспортування (постачальник), який є стороною угоди про алокацію, зобов'язаний внести до інформаційної платформи такі дані:
1) EIC-код споживача та, за наявності, EIC-код його точки комерційного обліку;
2) період постачання природного газу, на який розповсюджується дія алокаційного алгоритму;
3) кількість замовників послуг транспортування (постачальників), які є сторонами угоди про алокацію;
4) власний EIC-код та EIC-коди інших сторін угоди про алокацію;
5) дані алокаційного алгоритму: власну частку та частку кожної зі сторін угоди про алокацію у відсотках від загального об'єму/обсягу добового відбору/споживання природного газу споживачем, що буде відноситись до алокації відборів кожного із замовників послуг транспортування

**9. Allocation Agreement**

1. Suppliers with a consumer whose commercial GMU (gas metering unit) is classified in Category I (annual consumption is more than 3 million cubic meters) have the right to conclude an allocation agreement, the subject of which is the distribution of natural gas supply to one point of commercial accounting, which is assigned to a separate EIC code, in one billing period between the Network Users (suppliers) that are parties to the allocation agreement.

2. Allocation agreements shall be registered on the information platform of the gas transmission system operator. The gas transmission system operator is obliged to provide on its information platform the option of registering an allocation agreement.

3. For the purpose of registration on the information platform of the allocation agreement, the Network User (supplier), which is a party to the allocation agreement, is obliged to enter into the information platform the following data:
1) the consumer's EIC code and, if available, the EIC code of his commercial accounting point;
2) the period of natural gas supply to which the allocation algorithm applies;

3) the number of Network Users (suppliers) that are parties to the allocation agreement;
4) own EIC code and EIC codes of other parties to the allocation agreement;
5) allocation algorithm data: Own share and share of each of the parties to the allocation agreement as a percentage of the total volume/ amount of daily gas off-take / consumption by the consumer, which will be attributed to the allocation of the off-takes of each of the Network Users (suppliers) and to

(постачальників) та обліковуватись оператором газотранспортної системи в їх портфоліо балансування.

Внесення таких даних скріплюється електронним цифровим підписом уповноваженої особи замовника послуг транспортування (постачальника), авторизованої на інформаційній платформі.

Період постачання не може перевищувати строк чинності договору транспортування природного газу замовника послуг транспортування (постачальника), який є стороною угоди про алокацію.

У випадку якщо угода про алокацію передбачає постачання природного газу споживачу одним із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, у рамках виконання ним спеціальних обов'язків, які в установленому порядку покладені рішенням Кабінету Міністрів України на підставі статті 11 Закону України «Про ринок природного газу», період постачання має бути кратний газовому місяцю.

Оператор газотранспортної системи здійснює перевірку даних для реєстрації угоди про алокацію з моменту внесення даних усіма замовниками послуг транспортування (постачальниками), які є сторонами угоди про алокацію (крім споживача), на інформаційній платформі оператора газотранспортної системи.

4. Якщо дані, внесені кожним із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, збігаються, сума часток пропорційного розподілення (алокаційний алгоритм) добового відбору/споживання природного газу споживачем дорівнює 100 відсоткам, а інформаційна платформа не виявляє споживача в Реєстрі іншого(-ших) постачальника(-ків) у періоді постачання природного газу, визначеному в угоді про алокацію, оператор газотранспортної системи

be accounted by the. gas transmission system operator in their balancing portfolio.

The submission of such data shall be secured by an electronic digital signature of the authorized person of the Network User (supplier) authorized in the information platform.

The supply period can not exceed the validity of the gas transportation contract of the Network User (supplier) that is a party to the allocation agreement.

In case the allocation agreement provides for the supply of natural gas to the consumer by one of the Network Users (suppliers), which is a party to the allocation agreement, within the framework of the fulfillment of special obligations laid down by the decision of the Cabinet of Ministers of Ukraine in accordance with Article 11 of the Law Of Ukraine "On the Natural Gas Market", the delivery period should be multiple of the gas month.

The gas transmission system operator verifies the data for the registration of the allocation agreement from the moment of entering the data by all Network Users (suppliers) that are parties to the allocation agreement (except the consumer) in the information platform of the gas transmission system operator.

4. If the data provided by each of the Network Users (suppliers) that are party to the allocation agreement are the same, the sum of proportional distribution (allocation algorithm) of daily gas off-take / consumption by the consumer is equal to 100 percent, and the information platform does not detect the consumer in the register of other supplier(s) during the natural gas supply period specified in the allocation agreement, the gas transmission

реєструє угоду про алокацію на інформаційній платформі, а такий споживач включається до Реєстрів споживачів кожного постачальника, який є стороною угоди про алокацію.

5. Якщо дані, внесені кожним із постачальників, який є стороною угоди про алокацію, не збігаються та/або сума часток пропорційного розподілення (алокаційний алгоритм) добового відбору/споживання природного газу споживачем не дорівнює 100 відсоткам, оператор газотранспортної системи відмовляє в реєстрації на інформаційній платформі угоди про алокацію, про що кожному з учасників, які є замовниками послуг транспортування (постачальниками), надсилається відповідне інформаційне повідомлення через інформаційну платформу у строк не пізніше однієї газової доби з моменту внесення даних усіма замовниками послуг транспортування (постачальниками), які є сторонами угоди про алокацію.

6. Якщо дані, внесені кожним із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, збігаються, сума часток пропорційного розподілення (алокаційний алгоритм) добового відбору/споживання природного газу споживачем дорівнює 100 відсоткам, але інформаційна платформа виявляє споживача в Реєстрі іншого постачальника у періоді постачання природного газу, визначеному в угоді про алокацію, оператор газотранспортної системи призупиняє реєстрацію угоди про алокацію та застосовуються загальні правила про зміну постачальника, передбачені пунктом 4 глави 5 розділу IV цього Кодексу, з урахуванням того, що обмін інформацією здійснюється щодо всіх сторін угоди про алокацію.

У випадку якщо при реєстрації нової угоди про алокацію інформаційна платформа виявляє, що в ініційований період постачання природного газу споживач вже включений до Реєстрів постачальників, які є сторонами діючої угоди про алокацію, вимоги про вчинення дій щодо

system operator shall register the allocation agreement on the information platform, and such consumer shall be included in the Consumer Registers of each supplier that is a party to the allocation agreement.

5. If the data provided by each of the suppliers that are party to the allocation agreement do not coincide and/or the proportion of the proportional distribution (allocation algorithm) of daily gas off-take/consumption by the consumer is not equal to 100 percent, the gas transmission system operator shall refuse to register the allocation agreement in the information platform. Concerning this to each participant who is a Network User (suppliers) is sent an appropriate information message via the information platform within no later than one gas day from the moment of data submission by all Network Users (suppliers) that are parties to the allocation agreement.

6. If the data provided by each of the Network Users (suppliers) that are parties to the allocation agreement are the same, the sum of the proportional distribution (allocation algorithm) of daily gas off-take / consumption by the consumer is equal to 100 percent, but the information platform detects the consumer in the Registry. of another supplier during the natural gas supply period specified in the allocation agreement, the transmission system operator suspends the registration of the allocation agreement and the general rules on supplier changing apply provided for in paragraph 4 of Chapter 5 of Section IV of this Code, taking into account that information is exchanged regarding all parties to the allocation agreement.

If, when registering a new allocation agreement, the information platform reveals that during the initiated period of natural gas supply, the consumer is already included in the Suppliers Registers that are parties to the current allocation agreement, the requirements for taking actions on consent to

підтвердження на інформаційній платформі згоди на перехід споживача до нових постачальників або непогодження на інформаційній платформі переходу споживача до нових постачальників, передбачені пунктом 4 глави 5 розділу IV цього Кодексу, поширюються на кожного діючого постачальника.

При цьому надання згоди на перехід споживача до нових постачальників хоча б однією зі сторін діючої угоди про алокацію є достатньою підставою для здійснення зміни постачальника та дострокового припинення реєстрації діючої угоди про алокацію.

7. Угода про алокацію може бути достроково припинена одним із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, шляхом надсилання оператору газотранспортної системи через інформаційну платформу повідомлення про припинення участі (відповідно до угоди про алокацію) за умови, що дата припинення угоди про алокацію настане не раніше ніж через п’ять днів (сім днів по споживачу, який належить до підприємств металургійної та хімічної промисловості) після дати ініціювання таких змін на інформаційній платформі.

У такому випадку оператор газотранспортної системи скасовує реєстрацію угоди про алокацію на інформаційній платформі, про що інформує замовників послуг транспортування (постачальників), які є сторонами угоди про алокацію, шляхом надсилання інформаційного повідомлення через інформаційну платформу та вносить відповідні коригування до Реєстрів споживачів постачальників, які є сторонами угоди про алокацію, у частині коригування періоду постачання газу відповідному споживачу.

При цьому такий споживач (відповідна точка комерційного обліку цього споживача, якій присвоєно окремий EIC-код) відображається в

confirm on the information platform the consumer's transition to new suppliers or disagreements on the information platform of the consumer's transition to new suppliers, provided for in paragraph 4 of Chapter 5 of Section IV of this Code, apply to every existing supplier.
In this case, the consent of the consumer to the transition to new suppliers of at least one of the parties to the current allocation agreement is sufficient reason for changing the supplier and early termination of the registration of the existing allocation agreement.

7. The Allocation Agreement may be terminated early by one of the Network Users (suppliers), by sending to the gas transmission system operator via the information platform the termination notice (in accordance with the Allocation Agreement), provided that the date of termination of the allocation agreement will be due no earlier than five days (seven days if the consumer belongs to the metallurgical and chemical industry) after the date of initiation of such changes to the information platform.

In this case, the gas transmission system operator cancels the registration of the allocation agreement on the information platform, informing the Network Users (suppliers) that are parties to the allocation agreement, by sending an information message via the information platform and making the corresponding adjustments to the Consumer Register of suppliers parties to the allocation agreement, in the part of adjusting the gas supply period to the relevant consumer.

In doing so, such a consumer (the corresponding commercial accounting point of that consumer to which a separate EIC code is assigned) is displayed on the information platform as not registered in the Consumer Register of any supplier.

інформаційній платформі як такий, що не зареєстрований у Реєстрі споживачів жодного постачальника.

8. У випадку припинення оператором газотранспортної системи надання одному із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, послуг транспортування природного газу в порядку, встановленому цим Кодексом чи договором транспортування природного газу, оператор газотранспортної системи скасовує реєстрацію угоди про алокацію на інформаційній платформі, про що інформує замовників послуг транспортування (постачальників), які є сторонами угоди про алокацію, шляхом надсилання інформаційного повідомлення через інформаційну платформу та вносить відповідні коригування до Реєстрів споживачів постачальників, що є сторонами угоди про алокацію, у частині коригування періоду постачання газу відповідному споживачу.

При цьому, починаючи з доби скасування реєстрації угоди про алокацію, але не раніше ніж через п’ять днів (сім днів по споживачу, який належить до підприємств металургійної та хімічної промисловості) після її скасування, такий споживач (відповідна точка комерційного обліку споживача, якій присвоєно окремий EIC-код) відображається в інформаційній платформі як такий, що не зареєстрований у Реєстрі споживачів жодного постачальника.

9. У випадку якщо угода про алокацію передбачає постачання природного газу споживачу одним із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, у рамках виконання ним спеціальних обов’язків, які в установленому порядку покладені рішенням Кабінету Міністрів України на підставі статті 11 Закону України «Про ринок природного газу», такі сторони угоди про алокацію мають право в період з 8 числа газового

8. In case of termination by the gas transmission system operator of providing one of the Network Users (suppliers) that is a party to the allocation agreement, natural gas transportation services in the order established by this Code or the gas transportation agreement, the gas transmission system operator shall cancel the registration of the allocation agreement on the information platform, and informs on such cancellation the Network Users (suppliers) that are parties to the allocation agreement by sending information via the information platform and makes appropriate adjustments to the Consumer Registers of the suppliers that are parties to the allocation agreement as part of adjusting the gas supply period to the relevant consumer.

At the same time, starting from the day of cancellation of the registration of the allocation agreement, but not earlier than five days (seven days for the consumer belonging to the enterprises of metallurgical and chemical industry) after its cancellation, such consumer (corresponding commercial accounting point of the consumer to whom is assigned a separate EIC code) is displayed in the information platform as not registered in the Consumer Register of any supplier.

9. If the allocation agreement provides for the supply of natural gas to the consumer by one of the Network Users (suppliers) that is a party to the allocation agreement, within the framework of the fulfillment of the special duties laid down by the decision of the Cabinet of Ministers of Ukraine in accordance with the established procedure under Article 11 of the Law of Ukraine "On the Natural Gas Market", such parties to the allocation agreement are entitled from the 8th day of the gas month (M + 1) until 13:00 UTC (15:00 Kyiv time) for the winter period or 12:00 UTC (15:00 Kyiv time) ) when daylight saving is applied up to the 9th day of the gas month (M + 1) to adjust the allocation algorithm for each gas day of the reporting

місяця (М+1) по 13:00 UTC (15:00 за київським часом) годину для зимового періоду або 12:00 UTC (15:00 за київським часом) годину для літнього періоду до 9 числа газового місяця (М+1) здійснити коригування алокаційного алгоритму за кожну газову добу звітного місяця на інформаційній платформі відповідно до даних фактичного використання споживачем природного газу.

При цьому оператор газотранспортної системи реєструє на інформаційній платформі коригування алокаційного алгоритму, якщо сума часток пропорційного розподілення добового відбору/споживання природного газу споживачем дорівнює 100 відсоткам.

В іншому випадку оператор газотранспортної системи відмовляє в реєстрації відповідних коригувань алокаційного алгоритму.

month on the information platform in accordance with the data of actual use by the natural gas consumer.

In this case, the gas transmission system operator registers on the information platform an adjustment of the allocation algorithm, if the sum of the proportions of the proportional distribution of daily off-take / consumption of natural gas by the consumer is equal to 100 percent.

Otherwise, the gas transmission system operator refuses to register the corresponding adjustments of the allocation algorithm.

## XIII. ФІЗИЧНЕ БАЛАНСУВАННЯ

1. Замовник послуг транспортування зобов'язаний подавати та відбирати до/з газотранспортної системи природний газ в обсягах, які виникають на підставі умов укладених договорів постачання природного газу, договору транспортування природного газу, технічної угоди та підтверджених номінацій.
2. Замовники послуг транспортування зобов'язані своєчасно врегульовувати свої небаланси. Оператор газотранспортної системи вчиняє балансуючі дії виключно з метою підтримання звичайного рівня функціонування газотранспортної системи в разі недотримання замовниками послуг транспортування своїх підтверджених номінацій/реномінацій. При здійсненні таких дій оператору газотранспортної системи забороняється використовувати власний природний газ із газосховища.)

## XIII. PHYSICAL BALANCING

1. The Network User shall inject natural gas to and withdraw it to/from the gas transmission system in the volumes that arise on the basis of the terms of concluded contracts for supply of natural gas, contract for transmission of natural gas, technical agreement and the confirmed nominations.
2. Network users are obliged to settle their imbalances in a timely manner. The gas transmission system operator performs balancing actions only to maintain the regular level of the operation of the gas transmission system. When performing such actions, the gas transmission system operator is prohibited from using its own natural gas from the gas storage facility.)

3. Якщо існує загроза цілісності газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи вживає таких заходів:

1) купівлю-продаж природного газу за короткостроковими договорами в точці, в якій відбувається передача природного газу, а в разі відсутності такої можливості - використання послуг балансування;

2) регулювання обсягу надходження газу в газотранспортну систему (точки входу та/або виходу) у випадках, передбачених Національним планом дій та цим Кодексом;

3) регулювання обсягу природного газу, який знаходиться в газотранспортній системі;

4. Оператор газотранспортної системи має право використовувати потужності газосховищ (закачування та відбору) відповідно до умов договору зберігання (закачування, відбору) природного газу для покриття виробничо-технологічних втрат та витрат природного газу в газотранспортній системі.

5. Технічна угода, що укладається між оператором газосховища та оператором газотранспортної системи, визначає засади управління оператором газотранспортної системи оперативним балансовим рахунком та обсяг природного газу, який може бути взаємно обмінений між вказаними операторами з метою вирівнювання різниць між обсягами, визначеними в номінаціях, і обсягами, фактично направленими до/з газотранспортної системи, а також засади вирівнювання сальдо оперативного балансового рахунку.

3. If there is a threat to integrity of the gas transmission system, the TSO shall take the following actions:

1) purchase and sale of natural gas under short-term contracts at the point of natural gas transfer and in case of unavailability of such a possibility – use of balancing services;

2) regulation of the volume of reception of gas to the gas transmission system (entry and/or exit points) in cases, envisaged by the national action plan and this Code;

3) regulation of the volume of natural gas in the gas transmission system;

4. The gas transmission system operator shall have the right to use the capacity of gas storage facilities (input and offtake) in accordance with the terms of the contract for storage (input, offtake) of natural gas to cover production and technological losses and natural gas costs in the gas transmission system.

5. Technical agreement concluded between the gas storage facility operator and TSO shall define the principles of control of the operational balance sheet account by the TSO and shall determine the volume of natural gas that can be mutually exchanged between the said operators in order to level the differences between the volumes set out in the nominations and the volumes that have actually been transmitted into/from the gas transmission system, as well as the alignment principles of the operational balance sheet account.

6. Оператор газотранспортної системи для забезпечення власної господарської діяльності (у тому числі для балансування, власних виробничо-технічних потреб, покриття витрат та виробничо-технологічних витрат) придбаває природний газ у власника природного газу (у тому числі у газовидобувного підприємства, оптового продавця, постачальника) на загальних підставах та ринкових умовах.

6. TSO for its activity (including balancing, technical needs and costs) purchases natural gas from the owner (including gas producer, wholesaler, supplier) on general grounds and market conditions.

7. Оператор газотранспортної системи, здійснюючи балансування газотранспортної системи, бере до уваги очікуваний результат від використання тих чи інших заходів балансування з огляду на забезпечення стабільного рівня функціонування газотранспортної системи, а також час, необхідний для їх впровадження.

7. In the course of balancing the gas transmission system, the TSO shall take into account the anticipated result of use of certain balancing measures considering provision of a stable level of operation of the gas transmission system, as well as the time, needed to implement them.

8. У разі якщо не вистачає інструментів, зазначених у пункті 2 цього розділу, оператор газотранспортної системи може запровадити обмеження у точках входу та виходу згідно з розділом XV цього Кодексу.

8. In the event of insufficiency of tools indicated in item 2 hereof, the TSO may introduce restrictions at entry and exit points in accordance with the Chapter XV of this Code.

## XIV. КОМЕРЦІЙНЕ БАЛАНСУВАННЯ

## XIV. COMMERCIAL BALANCING

### 1. Загальні умови.

### 1. General provisions.

1. Замовники послуг транспортування відповідають за збалансованість своїх портфоліо балансування протягом періоду балансування для мінімізації потреб оператора газотранспортної системи у вчиненні дій із врегулювання небалансів, передбачених цим Кодексом. Періодом балансування є газова доба (D).

1. Network User are responsible for the balancing of their balancing portfolio during the balancing period in order to minimize TSO need to perform balancing actions, foreseen by this Code. Gas day (D) is the balancing period.

2. При розрахунку небалансу замовників послуг транспортування оператор газотранспортної системи враховує всі обсяги газу у розрізі кожного замовника послуг транспортування, переданого до газотранспортної системи та відібраного з газотранспортної системи.

2. In the course of imbalance calculation of Network Users, the TSO shall take into account all volumes of gas in the context of each Network User that have been supplied to the gas transmission system and withdrawn from gas transmission system.

Подачі та відбори замовника послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України

Inputs and offtakes of the Network User, which has special obligations by the decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine to the Article 11 of the

відповідно до статті 11 Закону України "Про ринок природного газу" покладено спеціальні обов'язки, в межах виконання ним таких спеціальних обов'язків обліковуються оператором газотранспортної системи в окремому портфоліо балансування.

Law of Ukraine “On natural gas market”, in scope of the performance of such special obligations are accounted by TSO in the separate balancing portfolio.

Подачі та відбори замовника послуг транспортування, який здійснює функції постачальника "останньої надії", у межах виконання ним таких функцій обліковуються оператором газотранспортної системи в окремому портфоліо балансування.

Inputs and offtakes of a network user, who performs the functions of the supplier of "last resort", within the performance of such functions are accounted by the gas transmission system operator in a separate balancing portfolio.

3. Перевищення обсягів відібраного природного газу з газотранспортної системи над обсягами переданого природного газу є негативним небалансом, а перевищення обсягів переданого природного газу над обсягами відібраного природного газу - позитивним небалансом.
4.Оператор газотранспортної системи направляє замовнику послуг транспортування відомості для визначення статусу небалансу замовника послуг транспортування. Відомості, про статус небалансу надаються замовнику послуг транспортування за допомогою інформаційної системи.
5. Інформація про небаланс замовника послуг транспортування надається оператором газотранспортної системи в метрах кубічних та інформативно в одиницях енергії (кВт·год). При цьому розрахунки здійснюються в метрах кубічних.

3. An excess of volumes of the withdrawn natural gas from the gas transmission system over the volumes of delivered natural gas constitutes a negative imbalance, while the excess of volumes of natural gas delivery over the volumes of the withdrawn natural gas constitutes a positive imbalance.
4. The TSO shall transmit to the transmission services customer the information that is required in order to determine the status of imbalance of the Network User. The information on the imbalance status shall be provided to the Network User with the use of the information system.

5. Information regarding imbalance of Network User shall be provided by the TSO in cubic meters and energy units (MWt/h). Calculations shall be done in cubic meters.

## 2. Торгові сповіщення

6.1. Передача природного газу, поданого в газотранспортну систему, між двома портфоліо балансування замовників послуг транспортування здійснюється шляхом надання оператору газотранспортної системи торгових сповіщень на відчуження чи

## 2. Trade notifications

1. Gas transfer between two Network Users balancing portfolios is performed by the submission of trade notifications to TSO about dispositionand procurement in gas day (D).

набуття природного газу, що були надані оператору газотранспортної системи по відношенню до однієї газової доби.

Замовник послуг транспортування має право надавати торгове сповіщення виключно після набуття/відчуження права власності на такий обсяг (об'єм) природного газу за договором купівлі-продажу природного газу (або іншою цивільно-правовою угодою) іншому замовнику послуг транспортування у відповідну газову добу на віртуальну торгову точку.

При цьому оператор газотранспортної системи не має права вимагати від замовників послуг транспортування будь-яких підтверджуючих документів набуття/відчуження права власності на такий обсяг (об'єм) природного газу

2. Оператор газотранспортної системи забезпечує функціонування інформаційної платформи, на якій здійснюється опрацювання наданих торгових сповіщень.

3. Замовник послуг транспортування природного газу може надавати торгове сповіщення на газову добу незалежно від надання номінації/реномінації на таку газову добу.

Замовник послуг транспортування природного газу може надавати необмежену кількість торгових сповіщень протягом газової доби (D).

Обробка торгових сповіщень оператором газотранспортної системи здійснюється цілодобово не довше тридцяти хвилин, крім випадку якщо замовником послуг транспортування не визначено інший строк набрання чинності торговим сповіщенням, що дає можливість подовжити термін обробки торгового сповіщення до двох годин.

The network user shall be entitled to give a trade notification exclusively after the acquisition/alienation of the title to such a volume of natural gas under a natural gas purchase contract (or another legal agreement) to another network user on the relevant gas day to a virtual trading point.

In this case, the gas transmission system operator shall not be entitled to request network users to provide any supporting documents evidencing the acquisition/alienation of the title to such a volume of natural gas.»;

2. TSO ensures the operations of Information Platform to process the submitted trade notifications.

3. Network User can submit trade notification for gas day (D) regardless from the submission of nomination for such gas day.

Network User can submit unlimited number of trade notifications during the gas day (D).

Trade notifications processing is performed continuously round-the-clock by TSO no longer than for 30 minutes, except for cases, when the period of time before the validity of such trade notification allows to prolong the term of processing up to two hours.

4. Замовник має право змінити або відкликати надане торгове сповіщення до моменту його підтвердження оператором газотранспортної системи.

5. Торгове сповіщення має містити таку інформацію:

газова доба, коли передаватиметься природний газ;

ідентифікацію відповідних портфоліо балансування замовників послуг транспортування природного газу, між якими відбувається передача природного газу, зокрема реквізити замовників, їх EIC-коди;

зазначення чи є це торговим сповіщенням на відчуження чи набуття;

обсяг природного газу, що передається (набувається), виражений у куб. м та одночасно (інформативно) в одиницях енергії (кВт·год).

6. Оператор газотранспортної системи публікує на своєму сайті форму торгових сповіщень.

7. Оператор газотранспортної системи не розглядає торгові сповіщення у таких випадках:

відсутності у замовника послуг транспортування діючого договору транспортування природного газу або неналежних розрахунків за договором транспортування;

4. Network User has the right to change or to recall the trade notification before its confirmation by TSO.

5. Trade notification has to contain the following information:

the gas day when natural gas will be transferred

identification of relevant balancing portfolios of Network Users, transferring gas between each other, in particular the customer requisites and EIC-codes;

identification if this is a surrender of procurement trade notification;

the amount of gas, which is transferred (procured), defined in cubic meters and simultaneously (for information) in energy units (KWh).

6. TSO publishes the form of trade notifications on its website.

7. TSO doesn’t consider trade notification in following cases:

absence of valid transmission contract or inappropriate settlements by the transmission contract;

violation of the requirements for the content of trade notification and/or the procedure of their submission, foreseen by this Code.

при порушенні замовником послуг транспортування вимог щодо змісту торгових сповіщень та/або порядку їх подання, передбаченого Кодексом;

недостатності фінансового забезпечення, визначеного згідно з положеннями глави 2 розділу VIII цього Кодексу.

8. Якщо оператор газотранспортної системи отримує торгові сповіщення на відчуження та на набуття, що збігаються, та якщо обсяги природного газу у сповіщеннях є рівними, то оператор газотранспортної системи погоджує таку передачу природного газу та відносить такі обсяги природного газу на відповідні портфоліо балансування:

як відбір з газотранспортної системи по відношенню до портфоліо балансування замовника послуг транспортування природного газу, що надає торгове сповіщення на відчуження;

як подачу до газотранспортної системи по відношенню до портфоліо балансування замовника послуг транспортування природного газу, що надає торгове сповіщення на набуття.

Передача природного газу здійснюється на віртуальній торговій точці.

У випадку коли обсяги природного газу в парі торгових сповіщень на відчуження та набуття, що збігаються, не є рівними, оператор газотранспортної системи відхиляє обидва сповіщення.

9. Замовник послуг транспортування природного газу за умови попереднього письмового погодження з оператором газотранспортної

insufficiency of financial security, defined by the provisions of section 2 chapter VIII of this Code.

8. If TSO receives trade notifications (for disposition and procurement), which are matched, and if gas amounts in the trade notifications are the same, then TSO approves such gas transfer and assigns such amounts to the relevant balancing portfolios:

- as an offtake from gas transmission system, related to the portfolio of the Network User, who submits the trade notification for disposition;

- as a delivery to gas transmission system, related to the portfolio of the Network User, who submits the trade notification for procurement;

Natural gas transfer is performed at the virtual trading point (VTP).

In case when gas amounts in the pair of matched trade notifications for disposition and procurement are not equal, TSO rejects both trade notifications.

9. Network User, on condition of preliminary written agreement with TSO, has the right to delegate the submission of trade notifications on his behalf to the third party on the basis of attorney.

системи має право доручити третій особі надавати від його імені торгові сповіщення на підставі відповідного договору доручення.
Положення цієї глави застосовуються під час торгів оператором газотранспортної системи на торговій платформі.

Provisions of this section are used by TSO during the trades on the trading platform.

## 3. Балансуючі дії оператора газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи здійснює балансуючі дії для:
підтримання тиску в газотранспортній системі з метою виконання вимог цілісності газотранспортної системи та вимог щодо експлуатації газотранспортної системи;
досягнення певної кількості природного газу у газотранспортній системі на кінець доби, що може відрізнятися від кількості, що очікується відповідно до передбачених подач та відборів для такої газової доби, але яка буде сумісна з економічною, ефективною та безпечною експлуатацією газотранспортної системи.
2. Під час здійснення балансуючих дій оператор газотранспортної системи враховує:

- власну оцінку попиту на природний газ за газову добу або протягом газової доби, щодо якої здійснюється(-ються) балансуюча(-і) дія(-ї);
- інформацію про номінації, алокації та виміряні потоки природного газу;
- тиск природного газу в газотранспортній системі.

3. Оператор газотранспортної системи вчиняє балансуючі дії шляхом купівлі та продажу короткострокових стандартизованих продуктів та/або використання послуг балансування.
4. Під час вчинення балансуючих дій оператор газотранспортної системи має дотримуватись таких принципів:

- балансуючі дії мають вчинятися на недискримінаційній основі;

## 3. Balancing actions of TSO

1. TSO performs balancing actions to:
maintain the pressure in transmission system in order to fulfill the requirements for the integrity of the system and requirements for the operation of the system;
reach the certain linepack amount at the end of the day, which is different from the amount, expected from the submitted deliveries and offtakes, but which will be compatible with economic, efficient and safe operation of gas transmission system.

2. During the balancing actions TSO takes into account:

- Own estimation of gas demand for gas day or during the gas day, for which balancing action(s) is (are) performed;
- Information about nomination, allocation and measured gas flows;
- Gas pressure in gas transmission system.

3. TSO performs balancing actions by buying and selling of short-term standardized products and/or by the using of balancing services.

4. During the performance of balancing actions TSO has to adhere to the following principles:

- balancing actions must be performed on non-discriminatory basis;
- balancing actions must take into account the obligations of TSO

• балансуючі дії мають ураховувати обов'язки оператора газотранспортної системи щодо економічної та ефективної експлуатації газотранспортної системи.

5. З метою здійснення балансуючих дій оператор газотранспортної системи може в якості контрагента проводити операції на торгових платформах.

6. Оператор газотранспортної системи має право створити та/або використовувати спільну балансуючу платформу для суміжних зон балансування в рамках співпраці з суміжними операторами газотранспортних систем. Якщо впроваджується спільна балансуюча платформа, її експлуатація здійснюється відповідними операторами газотранспортних систем.

## 4. Вимоги до торгових платформ

1. Для забезпечення функціонування ліквідного ринку природного газу та можливості торгівлі природного газом між учасниками ринку природного газу, для задоволення їх попиту та пропозицій, у тому числі врегулювання їх небалансів протягом газової доби (D), в Україні можуть створюватися відповідні торгові платформи.

Адміністраторами торгових платформ є оператори торгових платформ.

Порядок участі в торгових операціях на торговій платформі визначається правилами роботи торгової платформи, затвердженими оператором торгової платформи, які мають бути розміщені на його вебсайті та повинні відповідати вимогам цього Кодексу і законодавству України.

Розрахунки за природний газ, відчужений на торговій платформі, можуть здійснюватися шляхом оплати коштів з рахунку умовного зберігання (ескроу), відкритого учаснику торгів (замовнику послуг транспортування або оператору газотранспортної системи), який придбав такий газ. Рахунок умовного зберігання (ескроу) для розрахунків за природний газ, придбаний на торговій платформі,

for the economic and efficient gas transmission system operation.

5. In order to perform balancing actions TSO cam perform operations as a counterparty on trade platforms.

6. TSO has the right to create and/or to use common balancing platform for adjacent balancing areas in the frame of cooperation with adjacent gas transmission system operators. If common balancing platform is implemented, then its operation is performed by the relevant TSOs.

## 4. Requirements for the trade platforms

1. To ensure the operation of natural gas liquid market and the possibility of gas trade between the members of natural gas market to satisfy their demand and offers, including the settlement of their imbalance during the gas day (D), relevant trade platforms can be created in Ukraine.

Trade platforms operators are the administrators of trade platforms.

The order of participation in trading operations on a trading platform is determined by the rules of the trading platform approved by the operator of the trading platform, which must be published on its website and must comply with the requirements of this Code and the legislation of Ukraine.

Settlements for natural gas sold on a trading platform may be made by paying the funds from a conditional storage account (escrow) open to the participant of trades (the Network User or the gas transmission system operator) who has purchased such gas. Escrow account for payments for natural gas purchased on a trading platform are opened at a bank designated by the relevant trading platform operator.

відкривається в банку, визначеному відповідним оператором торгової платформи.

Для забезпечення належної електронної взаємодії та документообігу між оператором торгової платформи та оператором газотранспортної системи укладається договір про взаємодію.

2. Оператори торгових платформ зобов'язані дотримуватись положень цього Кодексу.

3. Торгова платформа повинна забезпечувати:

достатні можливості протягом газової доби як замовникам послуг транспортування природного газу для торгівлі, так і оператору газотранспортної системи для вчинення належних балансуючих дій шляхом торгівлі відповідними короткостроковими стандартизованими продуктами;

прозорий та недискримінацій доступ до неї;

надання послуг на рівних засадах;

анонімність торгів;

надання детального опису поточних заявок та пропозицій усім учасникам торгів;

надання в установленому порядку інформації про усі торгові операції оператору газотранспортної системи.

Для цілей закупівлі короткострокових стандартизованих продуктів оператор газотранспортної системи може брати участь у торгах на торговій платформі.

To ensure the required electronic cooperation and documentation workflow between TSO and the operator of the trading platform a cooperation agreement is concluded.

2. Operators of trading platforms are obliged to adhere to the provisions of this Code.

3. Trade platform shall provide:

- sufficient abilities during the gas day for Network Users to trade and for TSO to perform balancing actions by the trading of relevant short-term standardized products;

- transparent and non-discriminatory access to the platform;

- provision of services on equal basis;
- anonymity of trades;

- provision for all trade participants of detailed requests and offers description;

- provision of information on all transactions by the established procedure to the TSO.

For the procurement of short-term standardized products TSO can participate in trades on trading platform.

4. Торгова платформа повинна забезпечувати можливість ідентифікації угод, які укладені учасниками (хоча б одним із учасників), у разі якщо це передбачено правилами торгової платформи.
Форма узагальненого торгового сповіщення та інструкція щодо способу його передачі розміщуються на сайті оператора газотранспортної системи.
5. За результатами торгів оператор торгової платформи оприлюднює ціну та обсяги купівлі-продажу природного газу для кожної газової доби та інші показники, що можуть використовуватися як орієнтир (індикатор) для укладення правочинів щодо купівлі-продажу природного газу на ринку природного газу.

Оператор торгової платформи зобов'язаний оприлюднювати на власному вебсайті інформацію про зміни у маржинальній ціні придбання та маржинальній ціні продажу природного газу одразу після кожної торгової угоди.
6. Оператор газотранспортної системи терміново інформує оператора торгової платформи про те, що замовник послуг транспортування втратив право подавати торгове сповіщення відповідно до чинних договорів. У такому випадку право замовника послуг транспортування на участь у торгах на торговій платформі зупиняється, що не перешкоджає оператору торгової платформи вдаватися до інших способів захисту своїх прав відповідно до правил торгової платформи.
7. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний протягом десяти робочих днів з дня отримання звернення до нього від оператора торгової платформи надіслати проєкт договору про взаємодію оператору торгової платформи.

## 5. Послуги балансування

1. Оператор газотранспортної системи має право закуповувати послуги балансування, якщо короткострокові стандартизовані продукти не можуть задовольнити потреби у підтримці оптимальної роботи

4. Trading platform must provide the ability to identify contracts, concluded by the participants (at least by one participant) if it is foreseen by the rules of the trading platform.
The form of summarized trade notification and the instructions for its submission are published on TSO website.

5. By the results of trades trade platform operator publishes the price and amounts of natural gas buying/selling for each gas day and other indicatora, which can be used for the conclusion of the natural gas deeds on natural gas market.

Trade platform operator is obliged to publish on its website the information about the chnges in marginal price price of buying and selling immediately after ach trade deed.

6. TSO immediately informs trade platform operator, that network used has lost the right to sumbit trade notification in accordance with valid agreements. In such case the right of the Network User to participate in trades on the trade platform is suspended, which still allows the trade platform operator to use other means to protect its rules according to the rules of the trade platform.

7. TSO is obliged to provide the draft of cooperation agreement to the trade platform operator during ten business days after the receiving of the reuest from trade platform operator.

## 5. Balancing services

1. TSO has the right to purchase balancing services if short-term standardized products cannot meet the needs for maintenance of the optimal operation of the gas transmission system or in the absence of short-term standardized products trade liquidity.

газотранспортної системи або за відсутності ліквідності торгівлі короткостроковими стандартизованими продуктами.

2. Для цілей вчинення балансуючих дій із використанням послуг балансування оператор газотранспортної системи, закуповуючи такі послуги балансування, має враховувати:

• як послуги балансування підтримуватимуть роботу газотранспортної системи у межах її операційних лімітів;

• швидкість надання послуги балансування у порівнянні зі швидкістю надання будь-якого наявного короткострокового стандартизованого продукту;

• очікувану вартість закупівлі та використання послуг балансування у порівнянні із очікуваною вартістю використання будь-якого наявного короткострокового стандартизованого продукту;

• вимоги до якості природного газу оператора газотранспортної системи;

• наскільки закупівля та використання послуг балансування можуть мати вплив на ліквідність короткострокового оптового ринку природного газу.

3. Послуги балансування мають бути закуплені у ринковий спосіб через прозору та недискримінаційну процедуру публічних закупівель відповідно до чинного законодавства.

Положення договору на послуги балансування не повинні обмежувати оператора газотранспортної системи протягом газової доби здійснювати продаж/купівлю короткострокових стандартизованих продуктів.

Строк надання послуги балансування не має перевищувати одного року, якщо інше не погоджене Регулятором.

2. For balancing actions with the use of balancing services, TSO, purchasing such balancing services, shall take into account:

• which balancing services will maintain the operation of gas transmission system in the limits of its operational limits;

• the speed of the provision of balancing service in comparison with the speed of the provision of any available short-term standardized product;

• expected cost of the procurement and use of balancing services in comparison with the expected cost of the use of any available short-term standardized product;

• TSO requirements for the quality of gas;

• what level of influence on the liquidity of short-term wholesale natural gas marked will have procurement and use of such balancing services.

3. Balancing services should be procured on a market-based basis through a transparent and non-discriminatory public procurement procedure in accordance with applicable law.

Balancing services agreement provisions must not limit the ability of TSO to buy/sell short-term standardized products during the day.

The term of balancing services provision must not exceed one year, if else is nod agreed by the Regulator.

4. Оператор газотранспортної системи має аналізувати використання ним послуг балансування та здійснювати оцінку можливості задоволення операційних вимог газотранспортної системи короткостроковими стандартизованими продуктами.

5. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний оприлюднювати на своєму вебсайті інформацію про закуплені послуги балансування та понесені відповідні витрати за кожний рік отримання таких послуг. Така інформація оприлюднюється протягом двох місяців з дати закінчення року отримання послуг балансування.

6. Послуга балансування надається оператору газотранспортної системи на умовах відповідного договору про надання послуги балансування.

Оператор газотранспортної системи укладає окремий договір про надання послуги балансування щодо придбання природного газу оператором газотранспортної системи для покриття небалансів, що виникають у межах виконання спеціальних обов'язків, які в установленому порядку на підставі статті 11 Закону України "Про ринок природного газу" покладені на суб'єктів ринку природного газу.

## 6. Обсяг добового небалансу та плата за добовий небаланс

1. Оператор газотранспортної системи розраховує обсяг добового небалансу для кожного портфоліо балансування замовників послуг транспортування природного газу за кожну газову добу як різницю між алокаціями подач природного газу до газотранспортної системи та алокаціями відбору з газотранспортної системи (з урахуванням підтверджених торгових сповіщень).

2. У випадку якщо сума подач природного газу замовника послуг транспортування за газову добу дорівнює сумі відборів природного газу замовника послуг транспортування за цю газову добу, вважається, що у

4. TSO must analyze the use of balancing services by himself, and assess the possibility of the satisfying of transmission system operational needs by short-term standardized products.

5. TSO in obliged to publish on its website the information about procured balancing services and his relevant expenses for each year of such services. Such information is published during two months after the end of the year of the receiving of balancing services.

6. Balancing service is provided to TSO on the condition of the relevant balancing services provision agreement.

TSO conducts separate balancing services provision agreement for the purchase of natural gas by the TSO to cover the imbalances, appearing in scope of the performance of special obligations, which are assigned to the natural gas market entities by the defined procedure on basis of Article 11 of the Law of Ukraine “On natural gas market”.

## 6. Daily imbalance amount and payment for the daily imbalance

1. TSO calculates the daily imbalance for each portfolio of Network Users for each gas day as the difference between the amounts of gas delivery to the gas transmission system and the amounts of offtakes from gas transmission system (considering the confirmed trade notifications).

2. In case when the sum of Network User’s gas deliveries for the gas day is equal to the sum of his offtakes for the gas day, it is considered, that for this gas day there is no imbalance for this Network User.

замовника послуг транспортування природного газу відсутній добовий небаланс за цю газову добу.

У випадку якщо сума подач природного газу замовника послуг транспортування природного газу за газову добу не дорівнює сумі відборів природного газу замовника послуг транспортування природного газу за цю газову добу, вважається, що у замовника послуг транспортування природного газу є добовий небаланс і до нього застосовується плата за добовий небаланс.

In case when the sum of Network User's gas deliveries for the gas day is not equal to the sum of his offtakes for the gas day, it is considered, that for this gas day there is daily imbalance for this Network User, and payment for the daily imbalance is applied for him.

3. Оператор газотранспортної системи на підставі попередніх алокацій подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу (з урахуванням обсягів природного газу, відчужених чи набутих на віртуальній торговій точці) щодобово не пізніше ніж о 15:00 UTC (17:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 14:00 UTC (17:00 за київським часом) годині для літнього періоду після закінчення газової доби (D) надає кожному замовнику послуг транспортування природного газу інформацію про його попередній добовий небаланс та розрахунок попередньої вартості за добовий небаланс.

3. TSO on the basis of preliminary allocations of Network User's deliveries and offtakes (taking into account the amounts of gas, surrendered or procured at VTP) around-the-clock no later than at 15:00 UTC (17:00 Kiev time) in winter period or at 14:00 UTC (17:00 Kiev time) in summer period after the end of gas day (D) provides Network User with information about his preliminary daily imbalance and calculation of preliminary payment for daily imbalance.

4. Плата за добовий небаланс має відображати витрати та враховувати вартість вчинення балансуючих дій оператором газотранспортної системи, а також коригування, визначене відповідно до вимог цієї глави.

4. Payment for daily imbalance must indicate the cost of balancing actions performance by TSO, and correction, defined in accordance with this article.

5. Плата за добовий небаланс має бути відображена окремо в рахунках оператора газотранспортної системи, що виставляються замовнику послуг транспортування природного газу.

5. Payment for daily imbalance must be indicated separately in TSO invoices, which are submitted to the Network User.

6. Плата за добовий небаланс застосовується таким чином:

6. Payment for daily imbalance if applied in the following way:

• якщо обсяг добового небалансу замовника послуг транспортування природного газу за газову добу є позитивним, то вважається, що замовник послуг транспортування природного газу на підставі попередньої згоди, наданої на умовах договору на транспортування природного газу, продав оператору газотранспортної

• if the volume of daily imbalance of Network User during the gas day is positive, it is considered that Network User, on the basis of the preliminary consent provided under the transmission contract, has sold to TSO the natural gas in the amount of daily imbalance and, accordingly, has the right to receive funds from TSO at the rate of the daily imbalance

системи природний газ в обсязі добового небалансу і, відповідно, має право на отримання грошових коштів від оператора газотранспортної системи у розмірі плати за добовий небаланс;

fee;

• якщо добовий небаланс замовника послуг транспортування природного газу за газову добу є негативним, то вважається, що замовник послуг транспортування природного газу на підставі попередньої згоди, наданої на умовах договору на транспортування природного газу, придбав природний газ в оператора газотранспортної системи в обсязі добового небалансу та повинен сплатити оператору газотранспортної системи плату за добовий небаланс.

• if the volume of daily imbalance of Network User during the gas day is negative, it is considered that Network User, on the basis of the preliminary consent provided under the transmission contract, has bought from TSO the natural gas in the amount of daily imbalance and, accordingly, has to pay to TSO for daily imbalance;

7. Для розрахунку плати за добовий небаланс для кожного замовника послуг транспортування природного газу оператор газотранспортної системи множить остаточний обсяг добового небалансу на ціну, що застосовується відповідно до пунктів 8-11 цієї глави. Оператор газотранспортної системи до 08:00 UTC (10:00 за київським часом) години для зимового періоду та 07:00 UTC (10:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D+1) оприлюднює на власному вебсайті остаточні ціни газової доби (D), які визначаються відповідно до пунктів 8-11 цієї глави.

7. To calculate the daily imbalance fee for each Network User, the gas transmission system operator shall multiply the final daily imbalance by the price applied in accordance with points 8-11 of this Chapter. The gas transmission system operator shall publish on its website before 08:00 UTC (10:00 – Kyiv time) in the winter period and before 07:00 UTC (10:00 – Kyiv time) in the summer period for the gas day (D+1), the final prices for the gas day (D), which are determined in accordance with paragraphs 8-11 of this Chapter.

8. Для цілей розрахунку плати за добовий небаланс ціна, що застосовується (крім випадку обсягів небалансу, який виник у рамках виконання спеціальних обов'язків, в установленому порядку покладених Кабінетом Міністрів України на суб'єктів ринку природного газу на підставі статті 11 Закону України "Про ринок природного газу"), визначається як:

8. For the calculation of daily imbalance, applicable natural gas price (except for the imbalance amounts, appeared in scope of the performance of special obligations, assigned to the natural gas market entities by the Cabinet of Ministers of Ukraine on basis of Article 11 of the Law of Ukraine “On natural gas market”) is defined in following way:

маржинальна ціна продажу природного газу, якщо обсяг добового небалансу замовника послуг транспортування природного газу за газову добу є позитивним (тобто коли подачі замовника послуг

• the marginal price of natural gas sales, if the volume of daily imbalance of the Network User during the gas day is positive (that is, when the deliveries of Network User during the gas day exceed his offtakes);

транспортування природного газу протягом газової доби перевищують його відбори);

маржинальна ціна придбання природного газу, якщо обсяг добового небалансу замовника послуг транспортування природного газу за газову добу є негативним (тобто коли відбори замовника послуг транспортування протягом газової доби перевищують його подачі).

Для цілей розрахунку плати за добовий небаланс замовника послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України "Про ринок природного газу" покладені спеціальні обов'язки, щодо обсягів небалансу, який виник у межах виконання таких спеціальних обов'язків, використовується ціна продажу/придбання, що дорівнює:

у випадку продажу природного газу власного видобутку - ціні продажу (відповідно до рішення Кабінету Міністрів України);

у випадку постачання природного газу виробникам теплової енергії - ціні постачання (відповідно до рішення Кабінету Міністрів України);

у випадку постачання природного газу побутовим споживачам та релігійним організаціям - ціні придбання (відповідно до рішення Кабінету Міністрів України) у рамках виконання спеціальних обов'язків (якщо такі спеціальні обов'язки покладені на суб'єктів ринку природного газу).

9. Маржинальна ціна продажу та маржинальна ціна придбання природного газу розраховуються для кожної газової доби таким чином:

1) маржинальна ціна продажу є найменшим з таких значень:

• the marginal price of natural gas procurement, if the volume of daily imbalance of the Network User during the gas day is negative (that is, when the offtakes of Network User during the gas day exceed his deliveries);

For the calculation of the payment for daily imbalance of Network User with special obligations assigned by the Cabinet of Ministers of Ukraine on basis of Article 11 of the Law of Ukraine “On natural gas market”, appeared under the performance of such special obligations, the selling/buying price is used, which equals:

in case of own production gas selling – the sale price (according to the decree of the Cabinet of Ministers);

in case of gas supply to the heating companies – the price of supply (according to the decree of the Cabinet of Ministers);

in case of gas supply to domestic consumers and religious organizations – the buying price (according to the decree of the Cabinet of Ministers) in scope of the performance of special obligations (if such special obligations are assigned to the natural gas market entities).

9. Marginal price of natural gas sales and marginal gas procurement price are calculated for each gas day in the following way:

1) marginal gas sales price is the lesser of the following values:

the least price of sale of any short-term product, the side of which is TSO

найнижча ціна продажу будь-якого короткострокового стандартизованого продукту, стороною якого є оператор газотранспортної системи, що відноситься до газової доби (D);
середньозважена ціна короткострокових стандартизованих продуктів за газову добу (D), зменшена на величину коригування;
2) маржинальна ціна придбання є найбільшим з таких значень:

найвища ціна придбання будь-якого короткострокового стандартизованого продукту, стороною якого є оператор газотранспортної системи, що відноситься до газової доби (D);

середньозважена ціна короткострокових стандартизованих продуктів за газову добу (D), збільшена на величину коригування.

10. З метою визначення маржинальної ціни продажу, маржинальної ціни придбання й середньозваженої ціни оператором газотранспортної системи використовується інформація про операції, що відбуваються на торговій платформі, вибір якої погоджений Регулятором.

11. У випадку непогодження Регулятором відповідно до пункту 10 цієї глави торгової платформи маржинальна ціна продажу та маржинальна ціна придбання розраховуються для кожної газової доби таким чином:

• маржинальна ціна продажу визначається шляхом зменшення вартості природного газу, придбаного/проданого оператором газотранспортної системи внаслідок отримання послуг балансування за цю газову добу, на величину коригування;

• маржинальна ціна придбання визначається шляхом збільшення вартості природного газу, придбаного/проданого оператором

relevant to the gas day (D);

weighted average price of short-term standardized products for gas day (D), decreased by the correction value;

2) marginal gas procurement price is the greater of the following values:

the largest price of procurement of any short-term product, the side of which is TSO relevant to the gas day (D);

weighted average price of short-term standardized products for gas day (D), increased by the correction value;

10. For the purpose of determining the marginal sell price, the marginal procurement price and the weighted average price, the information on trades on trading platform, which choice is approved by the Regulator, shall be used.

11. In case in the absence of Regulator’s approval according to the point 10 of this section, marginal sell price, marginal buy price, they shall be calculated for each gas day as follows:

• marginal sell price shall be calculated as natural gas price, procured/sold by the TSO as a result of balancing services receiving in respect of a gas day, decreased by the correction value;

• marginal procurement price is calculated by the increase of cost of natural gas, procured/sold by TSO as a result of balancing services receiving for this gas day, by the value of correction.

газотранспортної системи внаслідок отримання послуг балансування за цю газову добу, на величину коригування.

12. Оператор газотранспортної системи разом з наданням замовникам послуг транспортування інформації про їх добовий небаланс зобов'язаний повідомляти про застосований метод розрахунку маржинальної ціни придбання/продажу.

13. Величина коригування, визначена в пунктах 9 та 11 цієї глави, становить:

1) 10 %:

у випадку позитивного небалансу від 3 % до 5 % (включно) (для операторів газорозподільної системи з метою покриття своїх нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат від 7,5 % до 15 % (включно)) від обсягів природного газу, поданих на точках виходу (за винятком віртуальної торгової точки) до газотранспортної системи у відповідну газову добу;

у випадку негативного небалансу від 3 % до 5 % (включно) (для операторів газорозподільної системи з метою покриття своїх нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат від 7,5 % до 15 % (включно)) від обсягів природного газу, поданих на точках входу (за винятком віртуальної торгової точки) до газотранспортної системи у відповідну газову добу;

2) 20 %:

у випадку позитивного небалансу більше ніж 5 % (для операторів газорозподільної системи з метою покриття своїх нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат більше ніж на 15 %) від обсягів природного газу, поданих на точках виходу (за винятком віртуальної торгової точки) до газотранспортної системи у відповідну газову добу;

12. TSO together with the provision of information about the daily imbalance to the Network Users is obliged to inform about the used method of marginal procurement/selling price calculation.

13. The amount of adjustment defined in points 9 and 11 of this Chapter is:

1) 10%:

in case of positive imbalance from 3% to 5% (including) (for gas distribution system operators in order to cover their regulatory, production and technological losses/costs from 7.5% to 15% (including)) from natural gas volumes supplied at exit points (except for the virtual trading point) to the gas transmission system on the relevant gas day;

in case of negative imbalance from 3% to 5% (including) (for gas distribution system operators in order to cover their regulatory, production and technological losses/costs from 7.5% to 15% (including)) from natural gas volumes supplied at entry points (except for the virtual trading point) to the gas transmission system on the relevant gas day;

2) 20%:

in case of a positive imbalance of more than 5% (for gas distribution system operators in order to cover their normative, production and technological losses/costs of more than 15%) from natural gas volumes supplied at exit points (excluding virtual trading point) to the gas transmission system on the relevant gas day;

у випадку негативного небалансу більше ніж 5 % (для операторів газорозподільної системи з метою покриття своїх нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат більше ніж на 15 %) від обсягів природного газу, поданих на точках входу (за винятком віртуальної торгової точки) до газотранспортної системи у відповідну газову добу.

Розмір величини коригування, який визначається згідно з вимогами цього пункту, застосовується на весь розмір добового небалансу.

14. Плата за добовий небаланс для замовника послуг транспортування природного газу розраховується без урахування величини коригування, якщо обсяг добового небалансу не перевищує допустиме відхилення. При цьому у випадку визначення маржинальної ціни продажу/придбання відповідно до пункту 9 цієї глави плата за добовий небаланс для замовника послуг транспортування розраховується виходячи із середньозваженої ціни короткострокових стандартизованих продуктів за газову добу (D).

15. У випадку позитивного небалансу допустиме відхилення розраховується щоденно та дорівнює 3 % від обсягів природного газу, поданих на точках виходу (за винятком віртуальної торгової точки) до газотранспортної системи у відповідну газову добу.

У випадку негативного небалансу допустиме відхилення розраховується щоденно та дорівнює 3 % від обсягів природного газу, поданих на точках входу (за винятком віртуальної торгової точки) до газотранспортної системи у відповідну газову добу.

У випадку якщо попередня щодобова алокація відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, відрізняється від остаточної щодобової алокації відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, розмір

in case of a negative imbalance of more than 5% (for gas distribution system operators in order to cover their regulatory, production and technological losses/costs of more than 15%) of the natural gas volumes supplied at entry points (excluding virtual trading point) to the gas transmission system on the relevant gas day.

The amount of adjustment, which is determined in accordance with the requirements of this point, shall be applied to the entire amount of the daily imbalance.

14. Payment for daily imbalance for Network User is calculated without taking into account of the value of correction, if daily imbalance amount doesn't exceed allowed deviation. At the same time in case of marginal procurement/selling price definition according to the point 9 of this section, daily imbalance payment for Network User is calculated from the weighted average of short term standardized products for gas day (D).

15. In case of positive imbalance, the allowed deviation value is calculated on daily basis and equals to 3% of gas amounts, delivered at the points of exit (except for VTP) to gas transmission system for relevant gas day.

In case of negative imbalance, the allowed deviation value is calculated on daily basis and equals to 3% of gas amounts, delivered at the points of entry (except for VTP) to gas transmission system for relevant gas day.

In case, if preliminary daily allocation of non-daily measured offtakes/consumption, is different from final allocation of non-daily measured offtakes/consumption, then the value of allowed deviation increases by the difference between preliminary and final allocation.

допустимого відхилення збільшується на різницю між попередньою та остаточною алокацією.

У випадку якщо попередня щодобова алокація відбору оператором газорозподільної системи з метою покриття своїх нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат відрізняється від остаточної щодобової алокації такого відбору, розмір допустимого відхилення збільшується на різницю між попередньою та остаточною щодобовою алокацією про обсяги відбору природного газу оператором газорозподільної системи для нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат, але не більше 7,5 % від попередньої щодобової алокації відбору природного газу оператором газорозподільної системи з метою покриття своїх нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат за відповідну газову добу.

If the preliminary daily allocation regarding offtake by the gas distribution system operator to cover its normative, production and technological losses/costs differs from the final daily allocation of such offtake, the tolerance shall be increased by the difference between the previous and final daily allocation of natural gas for normative, production and technological losses/costs, but not more than 7.5% of the previous daily allocation of natural gas offtake by the gas distribution system operator in order to cover its normative, production and technological losses/costs for the relevant gas day.

16. На підставі остаточних алокацій подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу оператор газотранспортної системи здійснює розрахунок остаточного обсягу добового небалансу замовника послуг транспортування природного газу за кожну газову добу звітного місяця та визначає його остаточну плату за добовий небаланс за кожну газову добу і сумарно за звітний місяць.

16. On the basis of final allocations of deliveries and offtakes of Network User, TSO performs the calculation of the final amount of Network User's daily imbalance for each gas day of the reporting month and defines its final payment for the daily imbalance for each gas day and in total for the reporting month.

17. Оператор газотранспортної системи до 12 числа газового місяця, наступного за звітним, надає замовнику послуг транспортування природного газу в електронному вигляді через інформаційну платформу інформацію про остаточні щодобові подачі та відбори (у розрізі споживачів замовника послуг транспортування природного газу), обсяги та вартість щодобових небалансів у звітному газовому місяці.

17. TSO until the 12th calendar day of gas month after the reporting month, provides Network User with the information about final daily deliveries and offtakes on the information platform (by Network User's consumers), amounts and cost of daily imbalances for the reporting month.

18. У випадку якщо загальна вартість щодобових негативних небалансів протягом звітного газового місяця перевищує загальну вартість щодобових позитивних небалансів протягом звітного газового місяця, оператор газотранспортної системи до 14 числа газового місяця, наступного за звітним, надсилає замовнику послуг транспортування природного газу рахунок на оплату за добовий небаланс (розмір

18. In case when total cost of daily negative imbalances during the reporting month exceeds the total cost of positive daily imbalances during the reporting month, TSO until the 14$^{th}$ calendar day of gas month after the reporting month, sends to the Network User the invoice for the daily imbalance (the amount is defined as a difference between total cost of daily negative imbalances during the reporting month and the total cost

визначається як різниця між загальною вартістю щодобових негативних небалансів протягом звітного газового місяця та загальною вартістю щодобових позитивних небалансів протягом звітного газового місяця). Замовник послуг транспортування природного газу має оплатити рахунок на оплату за добовий небаланс у строк до 20 числа місяця, наступного за звітним.

19. У випадку якщо загальна вартість щодобових позитивних небалансів протягом звітного газового місяця перевищує загальну вартість щодобових негативних небалансів протягом звітного газового місяця, оператор газотранспортної системи до 14 числа газового місяця, наступного за звітним, повідомляє замовника послуг транспортування природного газу про розмір грошових коштів, які підлягають виплаті замовнику (розмір визначається як різниця між загальною вартістю щодобових позитивних небалансів протягом звітного газового місяця та загальною вартістю щодобових негативних небалансів протягом звітного газового місяця). Виплата грошових коштів здійснюється на рахунок замовника послуг транспортування природного газу у строк до 20 числа місяця, наступного за звітним.

За письмовою заявою замовника послуг транспортування природного газу оператор газотранспортної системи може здійснити зарахування плати за добовий небаланс на користь замовника послуг транспортування природного газу в якості попередньої оплати за добовий небаланс наступних періодів.

20. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний вести окремий облік доходів та витрат, пов'язаних з вчиненням балансуючих дій.

21. Особливості визначення обсягу добового небалансу замовників послуг транспортування, які є учасниками балансуючої групи, і балансуючої групи загалом, розрахунку плати за добовий небаланс балансуючої групи та порядку її здійснення визначаються главою 7 цього розділу.

## 7. Балансуюча група

of positive daily imbalances during the reporting month). Network User has to pay for the daily imbalance until the 20th calendar day of the month following the reporting month.

19. In case if the total value of daily positive imbalances during the reporting gas month exceeds the total value of daily negative imbalances during the reporting gas month, TSO until the 14th day of the gas month after the reporting month informs Network User about the amount of funds to be paid to the Network User (the amount is defined as the difference between the total amount of daily positive imbalances during the reporting gas month and the total amount of daily negative imbalances during the reporting gas month). Payment is made to the account of Network User in time until the 20th day of the month following the reporting month.

By the written request of Network User, TSO may make a payment for the daily imbalance in favor of Network User as a prepayment for the daily imbalance of the subsequent periods.

20. TSO is obliged to keep a separate account of the income and expenses associated with the carrying out of balancing actions.

21. The conditions of determining the daily imbalance amount of the Network Users who are members of the balancing group and of the balancing group in general, the calculation of the payment for the daily imbalance of the balancing group and the procedure for its implementation are determined in Chapter 7 of this section.

## 7. Balancing Group

1. Декілька замовників послуг транспортування мають право об’єднатися в балансуючу групу і визначити одного замовника послуг транспортування між собою як сторону, відповідальну за сплату/отримання плати за добовий небаланс усіх учасників балансуючої групи перед оператором газотранспортної системи (далі - сторона, відповідальна за добовий небаланс групи).

Замовник послуг транспортування по одному портфоліо балансування може бути учасником тільки однієї балансуючої групи, а період його участі в балансуючій групі не може становити менше одного газового місяця та починається з 01 числа газового місяця.

Замовник послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні обов'язки, по окремому портфоліо балансування, створеному в межах виконання ним таких спеціальних обов'язків, має право об’єднатися в балансуючу групу виключно із замовниками послуг транспортування, на яких в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні обов'язки, по окремому портфоліо балансування, створеному в межах виконання ними таких спеціальних обов'язків.

Умови договору про утворення балансуючої групи поширюються на всі подачі та відбори природного газу до/з газотранспортної системи, що становлять портфоліо балансування замовника послуг транспортування, який є учасником балансуючої групи.

2. Для створення балансуючої групи замовник послуг транспортування, який є стороною, відповідальною за добовий небаланс групи, звертається до оператора газотранспортної системи з заявою щодо створення балансуючої групи відповідно до встановленої форми, оприлюдненої на вебсайті оператора газотранспортної системи, не пізніше ніж за десять робочих днів до початку газового місяця, в якому балансуюча група повинна бути утворена.

1. Several Network Users have the right to join a balancing group and designate one Network User among themselves as the party responsible for paying/receiving payment for the daily imbalance of all participants of the balancing group before the gas transmission system operator (hereinafter - the party responsible for the group daily imbalance).

The Network User within one balancing portfolio may be a member of only one balancing group, and his period of participation in the balancing group may not be less than one gas month and starts on the 01st day of the gas month.

The Network User, on which in accordance with the established procedure by the decision of the Cabinet of Ministers of Ukraine in accordance with Article 11 of the Law of Ukraine "On the Natural Gas Market", are imposed special obligations, for a separate balancing portfolio created in the framework of the fulfillment of such special obligations, is entitled to join the balancing group exclusively with the Network Users, on which in accordance with the established procedure the decision of the Cabinet of Ministers of Ukraine in accordance with Article 11 of the Law of Ukraine "On the Natural Gas Market" are imposed special obligations within a separate balancing portfolio, established within the performance of such special obligations.

The terms of the agreement on balancing group establishment extends to all natural gas inputs and off-takes to/from the gas transmission system that make up the balancing portfolio of the Network User that is a member of the balancing group.

2. In order to establish a balancing group, the Network User, which is the party responsible for the daily imbalance of the group, shall apply to the gas transmission system operator with a request to create a balancing group in accordance with the established form, published on the website of the gas transmission system operator, no later than ten working days before the start of the gas month in which the balancing group is to be formed.

Разом із заявою такий замовник послуг транспортування надає один примірник укладеного договору про утворення балансуючої групи. Договір має бути підписаний усіма учасниками балансуючої групи.
Предметом договору про утворення балансуючої групи є визначення сторони, відповідальної за добовий небаланс групи.

Договір про утворення балансуючої групи повинен містити такі умови, що є істотними та обов'язковими для цього виду договору:

1) місце і дату укладення договору, а також найменування замовників послуг транспортування та їх EIC-коди як суб'єктів ринку природного газу;
2) предмет договору;
3) найменування та EIC-код сторони, відповідальної за добовий небаланс групи;
4) положення про те, що сторона, відповідальна за добовий небаланс групи, уповноважена у відносинах з оператором газотранспортної системи в частині плати за добовий небаланс діяти як комісіонер інших учасників балансуючої групи, які є його комітентами;
5) безвідкличне та безумовне доручення учасників балансуючої групи стороні, відповідальній за добовий небаланс групи, здійснювати від свого імені за результатами кожної газової доби операції з продажу оператору газотранспортної системи обсягу позитивного добового небалансу групи або операції з купівлі в оператора газотранспортної системи обсягу негативного добового небалансу групи із застосуванням маржинальної ціни придбання/продажу, яка визначається відповідно до положень розділу XIV цього Кодексу;
6) отримання плати за добовий небаланс від оператора газотранспортної системи від свого імені та в інтересах учасників балансуючої групи;

7) безвідкличне та безумовне доручення учасників балансуючої групи на ім’я оператора газотранспортної системи

Jointly with the request, such Network User provides one copy of the concluded agreement on the balancing group establishment. The agreement must be signed by all parties to the balancing group.
The subject matter of the agreement on the balancing group establishment is the determination of the party responsible for the daily imbalance of the group.
The agreement for the balancing group establishment must contain the following conditions, which are essential and binding for this type of contract:
1) the place and date of conclusion of the contract, as well as the names of the Network Users and their EIC codes as participants of the natural gas market;
2) the subject matter of the contract;
3) the name and EIC code of the party responsible for the daily imbalance of the group;
4) the provision that the party responsible for the daily imbalance of the group is authorized to deal with the gas transmission system operator in the part of the payment for the daily imbalance as a commissioner of other members of the balancing group who are its committees;
5) irrevocable and unconditional instruction of the members of the balancing group to the party responsible for the daily imbalance of the group to carry out, on its own behalf, on the basis of each gas day, operations to sell from the gas transmission system operator of the volume of negative daily imbalance of the group or an operation to buy from the gas transmission system operator of the volume of positive daily imbalance of the group applying the purchase/sale margin determined in accordance with the provisions of Section XIV of this Code;

6) receipt of payment for daily imbalance from the gas transmission system operator on its own behalf and in the interests of the members of the balancing group;

здійснювати стягнення/виплату плати за добовий небаланс усіх учасників балансуючої групи з/на користь сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, в інтересах учасників балансуючої групи;
8) безвідкличне та безумовне доручення учасників балансуючої групи стороні, відповідальній за добовий небаланс групи, отримувати плату за добовий небаланс від оператора газотранспортної системи від свого імені та в інтересах учасників балансуючої групи;

9) безвідкличне та безумовне зобов'язання сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, здійснювати плату за добовий небаланс від свого імені та в інтересах учасників балансуючої групи оператору газотранспортної системи;
10) строк, на який утворюється балансуюча група, що не може бути меншим за 1 газовий місяць та не може перевищувати найменший з усіх строків дії договорів транспортування природного газу замовників послуг, що є учасниками балансуючої групи;
11) умови припинення договору про утворення балансуючої групи та розпуску балансуючої групи;
12) солідарну відповідальність учасників балансуючої групи перед оператором газотранспортної системи за недотримання умов такого договору, у тому числі за невиконання стороною, відповідальною за добовий небаланс групи, зобов'язань щодо сплати оператору газотранспортної системи плати за добовий небаланс усіх учасників балансуючої групи;
13) відповідальність сторін договору про утворення балансуючої групи за недотримання умов такого договору.
Балансуюча група вважається утвореною з моменту її реєстрації на інформаційній платформі оператора газотранспортної системи та починає діяти з 01 числа місяця, наступного за місяцем реєстрації групи на інформаційній платформі.
3. З метою реєстрації на інформаційній платформі створення балансуючої групи замовники послуг транспортування зобов'язані не

7) irrevocable and unconditional instruction of the members of the balancing group on behalf of the gas transmission system operator to collect/pay the payment for the daily imbalance of all participants of the balancing group on behalf of the party responsible for the daily imbalance of the group in the interests of the balancing group participants;
8) irrevocable and unconditional assignment of the members of the balancing group to the party responsible for the daily imbalance of the group to receive payment for the daily imbalance from the gas transmission system operator on its own behalf and in the interests of the balancing group participants;
9) irrevocable and unconditional obligation of the party responsible for the daily imbalance of the group to pay the daily imbalance on its own behalf and in the interests of the members of the balancing group to the gas transmission system operator;
10) the term for which the balancing group is formed, which may not be less than 1 gas month and may not exceed the least of all the validity periods of natural gas transportation contracts of the Network Users that are members of the balancing group;
11) conditions for termination of the agreement on formation of the balancing group and dissolution of the balancing group;
12) joint and several liability of the members of the balancing group to the gas transmission system operator for non-compliance with the terms of such agreement, including the failure of the party responsible for the daily imbalance of the group to pay the operator of the gas transmission system a payment for the daily imbalance of all members of the balancing group;
13) liability of the parties to the agreement on the establishment of a balancing group for failure to comply with the terms of such agreement.
The balancing group shall be considered established from the moment of its registration on the information platform of the gas transmission system operator and shall take effect from the 1st day of the month following the month of registration of the group on the information platform.

пізніше ніж за п’ять робочих днів до початку газового місяця, в якому балансуюча група повинна бути утворена, внести такі дані:
1) власний EIC-код та EIC-коди інших учасників;
2) кількість учасників балансуючої групи;
3) EIC-код сторони, відповідальної за добовий небаланс групи;
4) строк, на який утворюється балансуюча група, що не може бути меншим за 1 газовий місяць та не може перевищувати найменший з усіх строків дії договорів транспортування природного газу замовників послуг, що є учасниками балансуючої групи.
Внесення таких даних скріплюється електронним цифровим підписом уповноваженої особи замовника послуг транспортування, авторизованого на інформаційній платформі.
4. Оператор газотранспортної системи здійснює перевірку даних для реєстрації на інформаційній платформі створення балансуючої групи з моменту внесення даних усіма учасниками балансуючої групи.
Якщо дані, внесені кожним учасником балансуючої групи, у частині кількості учасників балансуючої групи, EIC-коду сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, та строку, на який утворюється балансуюча група, збігаються, а оператором газотранспортної системи одержано примірник договору про створення балансуючої групи, підписаний усіма її учасниками, оператор газотранспортної системи здійснює реєстрацію балансуючої групи на інформаційній платформі.
5. Оператор газотранспортної системи відмовляє в реєстрації балансуючої групи у випадку:
неподання заяви про створення балансуючої групи;
неподання примірника договору про утворення балансуючої групи;
невідповідності даних, внесених до інформаційної платформи кожним із замовників послуг транспортування, який є стороною договору про утворення балансуючої групи, змісту наданого договору про утворення балансуючої групи;

3. For the purpose of registering on the information platform the establishment of a balancing group, the Network Users are obliged to submit the following data not later than five working days before the beginning of the gas month in which the balancing group is to be established:
1) own EIC-code and EIC-codes of other participants;
2) the number of participants in the balancing group;
3) EIC code of the party responsible for the daily imbalance of the group;
4) the term for which the balancing group is formed, which may not be less than 1 gas month and may not exceed the minimum of all the terms of the natural gas transportation contracts of the Network Users that are members of the balancing group.
The submission of such data shall be secured by an electronic digital signature of the authorized person of the Network User authorized on the information platform.
4. The gas transmission system operator shall verify the data for registration on the information platform of the balancing group establishment from the moment of entering the data by all participants of the balancing group.
If the data entered by each member of the balancing group, in terms of the number of participants of the balancing group, the EIC code of the party responsible for the daily imbalance of the group, and the period for which the balancing group is established, coincide, and a copy of the agreement on the balancing group establishment is obtained by the gas transmission system operator, signed by all its participants, the gas transmission system operator registers the balancing group on the information platform.
5. The gas transmission system operator refuses to register the balancing group in case of:
failure to submit an application on the balancing group establishment;
failure to submit a copy of the agreement on the balancing group establishment;
inconsistency of the data entered in the information platform by each of the Network Users, which is a party to the agreement on the balancing group

порушення хоча б одним із учасників балансуючої групи умов договору транспортування природного газу;
відсутності в договорі про утворення балансуючої групи умов, що є істотними та обов'язковими відповідно до пункту 2 цієї глави.
6. Прийняття до балансуючої групи нового учасника здійснюється шляхом розпуску діючої балансуючої групи та утворення нової балансуючої групи.

7. Якщо замовник послуг транспортування має намір вийти з балансуючої групи, він не пізніше ніж до 25 числа газового місяця подає оператору газотранспортної системи через інформаційну платформу повідомлення про вихід з балансуючої групи.
Вихід з балансуючої групи хоча б одного учасника є підставою для розпуску балансуючої групи та скасування її реєстрації оператором газотранспортної системи на інформаційній платформі. У такому випадку сторона, відповідальна за добовий небаланс групи, має виконати зобов’язання щодо сплати оператору газотранспортної системи плати за добовий небаланс усіх учасників балансуючої групи.

8. Балансуюча група розпускається по закінченню строку, на який вона утворювалася.
Оператор газотранспортної системи має право скасувати реєстрацію балансуючої групи на інформаційній платформі у разі невиконання стороною, відповідальною за добовий небаланс групи, зобов’язань щодо сплати оператору газотранспортної системи плати за добовий небаланс усіх учасників балансуючої групи.
Балансуюча група розпускається в першу добу наступного газового місяця.
Днем розпуску балансуючої групи є день скасування оператором газотранспортної системи її реєстрації на інформаційній платформі.

establishment, the content of the provided agreement on the balancing group establishment;
violation of at least one of the members of the balancing group of the terms of the contract of natural gas transportation;
the absence in the agreement on the balancing group establishment of conditions that are material and binding in accordance with paragraph 2 of this chapter.
6. Acceptance of a new member to the balancing group is accomplished by dissolution of the existing balancing group and establishment of a new balancing group.
7. If the Network User intends to leave the balancing group, he shall, no later than the 25th day of the gas month, submit to the gas transmission system operator via the information platform a notification about leaving the balancing group.
Exit of the balancing group of at least one participant is the basis for dissolution of the balancing group and cancellation of its registration by the gas transmission system operator on the information platform. In this case, the party responsible for the daily imbalance of the group must fulfill the obligation to pay the operator of the gas transmission system the payment for the daily imbalance of all participants of the balancing group.
8. The balancing group shall be dissolved after the expiry of the period for which it was established.
The gas transmission system operator shall have the right to cancel the registration of the balancing group on the information platform in case of failure by the party responsible for the daily imbalance of the group to pay the gas transmission system operator the payment for the daily imbalance of all members of the balancing group.
The balancing group dissolves on the first day of the following gas month.
The day of balancing group's dissolution is the day the gas transmission system operator cancels its registration on the information platform.

9. Сторона, відповідальна за добовий небаланс групи, надає оператору газотранспортної системи фінансове забезпечення за всіх учасників балансуючої групи.

Оператор газотранспортної системи здійснює перевірку достатності поданого стороною, відповідальною за добовий небаланс групи, фінансового забезпечення виключно в порядку, визначеному пунктом 1 глави 2 розділу VIII цього Кодексу.

Учасник балансуючої групи, який не є стороною, відповідальною за добовий небаланс групи, звільняється від зобов'язання надавати оператору газотранспортної системи фінансове забезпечення до того моменту, поки він є учасником балансуючої групи. Такий учасник балансуючої групи може діяти виключно в межах розміру достатнього фінансового забезпечення сторони, відповідальної за добовий небаланс групи.

У разі недостатності фінансового забезпечення сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, вважається, що у всіх учасників балансуючої групи відсутнє фінансове забезпечення, а оператором газотранспортної системи до всіх учасників балансуючої групи застосовуються заходи в частині зупинення надання послуг транспортування, передбачені цим Кодексом, які є наслідком недостатності фінансового забезпечення.

10. Оператор газотранспортної системи до 12 числа газового місяця, наступного за розрахунковим, надає замовникам послуг транспортування, які є учасниками балансуючої групи, в електронному вигляді через інформаційну платформу інформацію про обсяги добових небалансів кожного учасника балансуючої групи в розрахунковому газовому місяці, обсяги добових небалансів балансуючої групи в розрахунковому газовому місяці, плату за добовий небаланс балансуючої групи в розрахунковому газовому місяці.

11. Надання учасникам балансуючої групи інформації про їх остаточні щодобові подачі та відбори, обсяги добових небалансів протягом розрахункового газового місяця здійснюється в порядку, визначеному главою 6 цього розділу. Інформація про обсяги добових небалансів

9. The party responsible for the daily imbalance of the group shall provide the gas transmission system operator with financial security for all members of the balancing group.

The gas transmission system operator shall verify the sufficiency of the financial security provided by the party responsible for the daily imbalance of the group only in accordance with the procedure specified in paragraph 1 of Chapter 2 of Section VIII of this Code.

A member of a balancing group who is not a party responsible for the daily imbalance of the group shall be exempted from providing financial security to the gas transmission system operator as long as it is a member of the balancing group. Such member of the balancing group may act only within the amount of sufficient financial security of the party responsible for the daily imbalance of the group.

In case of insufficient financial security of the party responsible for the day-to-day imbalance of the group, it is considered that all members of the balancing group lack financial security, and the gas transmission system operator applies to all members of the balancing group the shutdown of transportation services provision, provided by this Code, which are a consequence of insufficient financial security.

10. The gas transmission system operator shall, by the 12th day of the gas month following the settlement, provide the Network Users that are members of the balancing group, electronically via the information platform, information on the daily imbalances of each balancing group member in the billing gas month, the amounts of the daily imbalances of the balancing group in the billing gas month, payment for the daily imbalance of the balancing group in the billing gas month.

11. Provision to the members of the balancing group of information about their final daily inputs and off-takes, the amounts of daily imbalances during the billing gas month shall be carried out in the manner specified in Chapter 6 of this Section. Information on the amount of daily imbalances of the balancing group shall be communicated by the gas transmission system operator to the Network Users who are members of the balancing group, in

балансуючої групи доводиться оператором газотранспортної системи до відома замовників послуг транспортування, які є учасниками балансуючої групи, у тому самому порядку, як і для добових небалансів замовників послуг транспортування, визначеному главою 6 цього розділу.

12. Розрахунок обсягу добового небалансу здійснюється оператором газотранспортної системи відповідно до глави 6 цього розділу для кожного учасника балансуючої групи окремо та для балансуючої групи в цілому.

Загальний обсяг добового небалансу балансуючої групи є різницею між сумою обсягів добового позитивного небалансу учасників балансуючої групи та сумою обсягів добового негативного небалансу учасників балансуючої групи.

13. Для розрахунку плати за добовий небаланс балансуючої групи оператор газотранспортної системи множить загальний обсяг добового небалансу балансуючої групи на ціну, що застосовується відповідно до глави 6 цього розділу.

14. У випадку якщо для балансуючої групи в цілому загальна вартість добових негативних небалансів протягом розрахункового газового місяця перевищує загальну вартість добових позитивних небалансів протягом розрахункового газового місяця, оператор газотранспортної системи до 14 числа газового місяця, наступного за розрахунковим, через інформаційну платформу або на адресу електронної пошти сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, зазначену в договорі транспортування, надсилає стороні, відповідальній за добовий небаланс групи, рахунок на оплату за добовий небаланс групи та односторонній акт передачі газу оператором газотранспортної системи на користь сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, в електронному вигляді з використанням електронного цифрового підпису уповноваженої особи.

the same manner as for the daily imbalances of the Network Users defined in Chapter 6 of this section.

12. The calculation of the amount of daily imbalance shall be carried out by the gas transmission system operator in accordance with Chapter 6 of this Section for each balancing group member individually and for the balancing group as a whole.

The total daily imbalance of the balancing group is the difference between the sum of the daily positive imbalance of the balancing group members and the amount of the daily negative imbalance of the balancing group members.

13. In order to calculate the payment for the daily imbalance of the balancing group, the gas transmission system operator multiplies the total amount of the daily imbalance of the balancing group by the price applied in accordance with Chapter 6 of this section.

14. If for the balancing group as a whole the total cost of daily negative imbalances during the billing gas month exceeds the total value of the daily positive imbalances during the billing gas month, the gas transmission system operator up to the 14th day of the gas month following the settlement or via an information platform the mail of the party responsible for the daily imbalance of the group specified in the contract of carriage is sent to the party responsible for the daily imbalance of the group, a bill for payment for the daily unbalance of the group and a unilateral act of transmission of gas by the gas transmission system operator in favor of the party responsible for the daily imbalance of the group, in electronic form, using the electronic digital signature of the authorized person.

The gas transmission system operator additionally sends these documents in hard copy to the postal address of the party responsible for the daily imbalance of the group.

The party responsible for the daily imbalance of the group is obliged to pay the bill for payment for the daily imbalance by the 20th day of the month following the settlement.

Failure of the party responsible for the daily imbalance of the group to pay the gas transmission system operator the payment for the daily imbalance of

Оператор газотранспортної системи додатково надсилає вказані документи в паперовому вигляді на поштову адресу сторони, відповідальної за добовий небаланс групи.
Сторона, відповідальна за добовий небаланс групи, зобов'язана оплатити рахунок на оплату за добовий небаланс у строк до 20 числа місяця, наступного за розрахунковим.
Невиконання стороною, відповідальною за добовий небаланс групи, зобов'язань щодо сплати оператору газотранспортної системи плати за добовий небаланс усіх учасників балансуючої групи не позбавляє оператора газотранспортної системи права стягнути грошові кошти з будь-якого учасника балансуючої групи, виходячи з умов про солідарну відповідальність учасників балансуючої групи перед оператором газотранспортної системи.
15. У випадку якщо для балансуючої групи в цілому загальна вартість добових позитивних небалансів протягом розрахункового газового місяця перевищує загальну вартість добових негативних небалансів протягом розрахункового газового місяця, оператор газотранспортної системи до 14 числа газового місяця, наступного за розрахунковим, через інформаційну платформу або на адресу електронної пошти сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, зазначену в договорі транспортування, надсилає стороні, відповідальній за добовий небаланс групи, повідомлення про розмір грошових коштів, які підлягають виплаті стороні, відповідальній за добовий небаланс групи, та односторонній акт приймання газу оператором газотранспортної системи від сторони, відповідальної за добовий небаланс, в електронному вигляді з використанням електронного цифрового підпису уповноваженої особи. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний здійснити оплату рахунка на оплату за добовий небаланс у строк до 20 числа місяця, наступного за розрахунковим.
Оператор газотранспортної системи додатково надсилає вказані документи в паперовому вигляді на поштову адресу сторони, відповідальної за добовий небаланс групи.

all members of the balancing group does not deprive the gas transmission system operator the right to withdraw funds from any balancing group member, based on the conditions of joint and several liability groups before of the gas transmission system operator.
15. If for the balancing group as a whole the total value of daily positive imbalances during the billing gas month exceeds the total value of daily negative imbalances during the billing gas month, the gas transmission system operator up to the 14th day of the gas month following the billing or via an information platform or to the mail of the party responsible for the daily imbalance of the group specified in the transport contract sends to the party responsible for the daily imbalance of the group, notification of the amount of funds to be paid to the party responsible for the daily imbalance of the group and the unilateral act of accepting gas by the gas transmission system operator from the party responsible for the daily imbalance electronically using the digital signature of the authorized person. The gas transmission system operator is obliged to pay the bill for payment for the daily imbalance within the period up to the 20th day of the month following the settlement.
The gas transmission system operator additionally sends these documents in hard copy to the postal address of the party responsible for the daily imbalance of the group.
The payment of funds by the gas transmission system operator to the account of the party responsible for the daily imbalance of the group shall be made within the period up to the 20th day of the month following the settlement.

16. The neutrality payment for balancing shall be calculated by the gas transmission system operator in accordance with the provisions of Chapter 8 of this section separately for each balancing group member.

Виплата грошових коштів оператором газотранспортної системи на рахунок сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, здійснюється у строк до 20 числа місяця, наступного за розрахунковим.

16. Розрахунок плати за нейтральність балансування здійснюється оператором газотранспортної системи відповідно до положень глави 8 цього розділу окремо для кожного учасника балансуючої групи.

## 8. Нейтральність балансування

1. Оператор газотранспортної системи не повинен отримувати фінансову вигоду або зазнавати фінансових втрат унаслідок сплати та отримання плати за добовий небаланс, витрат за вчинення балансуючих дій, пов'язаних зі своєю діяльністю з балансування.

2. З метою забезпечення принципів нейтральності балансування, які визначені у пункті 1 цієї глави, оператор газотранспортної системи щомісячно розраховує плату за нейтральність балансування, здійснює оплату замовнику послуг транспортування природного газу або стягує кошти із замовника послуг транспортування природного газу у порядку, визначеному цією главою.

3. Розмір коштів, які підлягають оплаті оператором газотранспортної системи замовникам послуг транспортування або оплаті замовниками послуг транспортування оператору газотранспортної системи, визначається як різниця між коштами, які були отримані оператором газотранспортної системи або підлягають оплаті оператору газотранспортної системи (у тому числі у випадках розгляду спору в суді), та коштами, які були оплачені оператором газотранспортної системи або підлягають виплаті внаслідок здійснення оператором газотранспортної системи балансуючих дій протягом газового місяця. При цьому враховуються інші витрати та доходи оператора газотранспортної системи у порядку, встановленому цією главою.

## 8. Balancing neutrality

1. The TSO shall not receive financial benefits or incur financial losses as a result of payment and receipt of payment for the daily imbalance, expenses due to balancing activities related to its balancing functions.

2. In order to ensure the principles of balancing neutrality, as defined in paragraph 1 of this Section, the TSO shall calculate payment for balancing neutrality on a monthly basis as well as perform payment to a Network User or collect funds from a Network User in the order determined by this Chapter.

3. The total amount of funds to be paid by the TSO to Network Users or paid by Network Users to the TSO is defined as the difference between the funds received by the TSO or to be paid to the TSO (including in cases of court dispute settlement) and costs, paid by the TSO or subject to payment as a result of TSO's balancing operations during the gas year. In this case, the other expenses of the TSO are taken into account in the order defined by this Chapter.

4. The TSO shall take into account the following while calculating the neutrality charge:

4. Оператор газотранспортної системи при розрахунку плати за нейтральність балансування за газовий місяць М ураховує:

- будь-які витрати та доходи, пов'язані з платою за добовий небаланс за газовий місяць М;
- будь-які витрати та доходи, пов'язані із вчиненням балансуючих дій відповідно до цього розділу, а саме витрати, пов'язані з операціями купівлі-продажу короткострокових стандартизованих продуктів для цілей балансуючих дій, а також витрати, пов'язані з виконанням договору про надання послуг балансування за газовий місяць М;
- доходи у вигляді відсотків банку на суму отриманого від замовників послуг транспортування фінансового забезпечення у формі грошових коштів, що має обліковуватись на окремому банківському рахунку, та витрати на обслуговування такого рахунку.

Оператор газотранспортної системи здійснює окремий облік нейтральності балансування, а саме всіх грошових надходжень та видатків, що передбачені пунктами цієї глави.
За результатами проведення аналізу ефективності витрат та доходів оператора газотранспортної системи, пов'язаних із вчиненням балансуючих дій, Регулятор може прийняти рішення про неефективність понесених таких витрат/доходів. У такому разі оператор газотранспортної системи зобов'язаний здійснити коригування ставки плати за нейтральність балансування та плати за нейтральність балансування, ураховуючи величину неефективних понесених витрат/доходів, у строки, визначені рішенням Регулятора.

5. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний до 21 числа місяця, наступного за звітним, публікувати на своєму вебсайті інформацію про витрати та доходи, визначені пунктом 4 цієї глави, інформувати через

- any expenses and income arising from the payment for the daily imbalance for the gas month M;

- any expenses and income related to balancing activities, namely expenses associated with buying and selling of short-term standardized products for balancing actions, as well as expenses related to the implementation of the contract on the provision of balancing services for the gas month M;

- income as a percentage of the bank for the amount received from Network Users of financial security in the form of cash to be held on a separate bank account, and expenses for maintaining such account.

The TSO shall keep a separate record of the balancing neutrality, namely all cash inflows and outflows in accordance with paragraphs of this Chapter.

Based on the results of the analysis of the efficiency of costs and revenues of the gas transmission system operator related to the performance of balancing actions, the Regulator may decide on the inefficiency of such costs/revenues. In this case, the gas transmission system operator is obliged to adjust the neutrality balancing charge rate and balancing neutrality charge, taking into account the amount of inefficient incurred costs/revenues, within the time limits set by the decision of the Regulator.

5. The TSO is obliged, by the 21st day of the month following the reporting period, to publish on its website information about revenues and expenses defined in paragraph 4 of this Chapter as well as to inform Network Users

інформаційну платформу замовників послуг транспортування про розмір плати за нейтральність балансування за звітний газовий місяць М.

6. Плата за нейтральність балансування визначається пропорційно до обсягів транспортування замовника послуг транспортування газового місяця М, крім обсягів транспортування природного газу, що транспортується в митному режимі транзиту та митному режимі митного складу, (ОВГ) які визначаються за формулою

ОВГ = МАХ (ВХІД+ТС; ВИХІД+ТС) - MIN (ТС(ВХІД); ТС(ВИХІД)),

де ВХІД+ТС – сума обсягів подач газу в точках входу до газотранспортної системи з урахуванням обсягів набуття газу у віртуальній торговій точці за газовий місяць М, тис. м$^3$;

ВИХІД+ТС – сума обсягів відборів газу в точках виходу з газотранспортної системи з урахуванням обсягів відчуження газу у віртуальній торговій точці за газовий місяць М, тис. м$^3$;

ТС(ВХІД) – загальний обсяг набуття газу у віртуальній торговій точці за газовий місяць М, тис. м$^3$;

ТС(ВИХІД) – загальний обсяг відчуження газу у віртуальній торговій точці за газовий місяць М, тис. м$^3$;

МАХ (ВХІД+ТС; ВИХІД+ТС) – максимальне значення з двох значень;

MIN (ТС(ВХІД); ТС(ВИХІД)) – мінімальне значення з двох значень.

Плата за нейтральність балансування (НП) розраховується окремо для кожного замовника послуг транспортування за формулою

$$НП = СПН \times ОВГ,$$

by means of the information platform (IP) about the amount of neutrality charge for balancing for the reporting gas month M.

6. The neutrality balancing charge is determined in proportion to the volume of transmission of a network user of the gas month M, except for the volume of transmission of natural gas transported in the customs regime of transit and customs regime of customs warehouse (CVT), which are determined by the formula

CVT = MAX (ENTRY+TN; EXIT+TN) - MIN (TN(ENTRY); TN (EXIT)),

where ENTRY+TN - the sum of gas inputs volumes at the entry points into the gas transmission system, taking into account the volume of gas acquisition in a virtual trading point for the gas month M, thousand m3;

EXIT+TN - the sum of the volumes of gas off-takes at the exit points from the gas transmission system, taking into account the volumes of gas alienation in a virtual trading point for the gas month M, thousand m3;

TN(ENTRY) - the total volume of gas acquisition in a virtual trading point for the gas month M, thousand m3;

TN(EXIT) - the total volume of gas alienation in a virtual trading point for the gas month M, thousand m3;

MAX (ENTRY+TN; EXIT+TN) - the maximum value of the two values;

MIN (TN (ENTRY); TN (EXIT)) - the minimum value of the two values.

The neutrality charge (NC) is calculated separately for each Network User according to the formula:

$$NC = NBR \times CVT,$$

де СПН - ставка плати за нейтральність балансування за газовий місяць М, грн/тис. м-3;

ОВГ - обсяг транспортування природного газу замовника послуг транспортування за газовий місяць М, який визначається згідно з абзацом першим цього пункту, тис. м-3.

7. Ставка плати за нейтральність балансування (СПН) визначається за формулою

$$СПН = \frac{ВТ - ДХ}{СОТ},$$

де ВТ - витрати оператора газотранспортної системи згідно з пунктом 4 цієї глави за газовий місяць М, грн;

ДХ - доходи оператора газотранспортної системи згідно з пунктом 4 цієї глави за газовий місяць М, грн;

СОТ - сумарні обсяги транспортування природного газу замовників послуг транспортування за газовий місяць М, які визначаються згідно з абзацом першим пункту 6 цієї глави, тис. м-3.

Ставка плати за нейтральність балансування може бути:

позитивного значення (більше нуля) - у такому випадку плата за нейтральність балансування стягується з замовника послуг транспортування природного газу на користь оператора газотранспортної системи;

where

NBR - the neutrality balancing charge rate for the gas month M, UAH/tcm;

CVT - the Network User’s volume of natural gas transmission for the gas month M, which is determined in accordance with the Paragraph 6 of this Chapter, tcm.

7. The neutrality balancing charge (NBC) is determined by the formula:

$$NBC = \frac{ET - RT}{TTV}$$

where

ET - expenses of the TSO in accordance with Paragraph 4 of this Chapter for the gas month M, UAH;

RT - revenues of the TSO in accordance with Paragraph 4 of this Chapter for the gas month M, UAH;

TTV - the Network User’s natural gas total transmission volumes for the gas month M, which are determined in accordance with Paragraph 6 of this Chapter, tcm.

Neutrality balancing charge may be:

a positive number (more than zero) - in this case, the neutrality balancing charge shall be deducted from a Network User in favor of TSO;

від’ємного значення (менше нуля) - у такому випадку плата за нейтральність балансування оплачується замовнику послуг транспортування природного газу.

8. Оператор газотранспортної системи здійснює виплату замовникам послуг транспортування грошових коштів у якості плати за нейтральність балансування за газовий місяць М за рахунок грошових коштів, отриманих від замовників послуг транспортування в якості плати за добовий небаланс за газовий місяць М.

При цьому кошти, отримані від замовників послуг транспортування в якості плати за добовий небаланс за газовий місяць М, у першу чергу зараховуються оператором газотранспортної системи в якості погашення витрат, визначених пунктом 4 цієї глави, відповідного звітного періоду.

9. Для газових років 2019/2020 та 2020/2021 починаючи з 01 березня 2020 року плата за нейтральність балансування застосовується відповідно до цього пункту.

Оператор газотранспортної системи до 21 числа місяця, наступного за звітним, здійснює публікацію розрахунку та величини ставки плати за нейтральність балансування за місяць М на своєму вебсайті та по кожному замовнику послуг транспортування через інформаційну платформу повідомляє про розмір грошових коштів, який мав би стягуватися із замовників послуг транспортування природного газу (якщо ставка нейтральної плати більше нуля) або мав би виплачуватися йому (якщо ставка плати за нейтральність балансування менше нуля) в якості плати за нейтральність балансування за місяць М.

a negative number (less than zero) - in this case, the neutrality balancing charge shall be paid to the Network User.

8. The TSO shall make payments to Network Users in the form of neutrality balancing charge for the gas month M by means of money received from Network Users in the form of payment for the daily imbalance for the gas month M.

In this case, money received from Network Users in the form of payment for the daily imbalance for the gas month M shall be, first of all, trated by the TSO as repayment of the expenses defined in Paragraph 4 of this Chapter for the corresponding reporting period.

9. For the gas years 2019/2020 and 2020/2021, starting from 01 March 2020, the neutrality balancing charge shall be applied in accordance with this point.

Prior to the 21st day of the month following the reporting month, the TSO shall publish methodology for calculation and actual rates for the neutrality charge for the gas month M on its website and inform every Network User through the information platform (IP) about the amount of money to be charged from Network Users (if the neutrality balancing charge rate is greater than zero) or to be paid by the TSO (if the neutrality balancing charge rate is less than zero) in the form of neutrality balancing charge for the gas month M.

For the gas years 2019/2020 and 2020/2021, the neutrality balancing charge shall not be deducted from Network Users nor paid by the TSO.

За газові роки 2019/2020 та 2020/2021 плата за нейтральність балансування не стягується та не виплачується.

10. Для газового року 2021/2022 плата за нейтральність балансування застосовується відповідно до цього пункту.

Оператор газотранспортної системи до 21 числа місяця, наступного за звітним, здійснює публікацію розрахунку та величини ставки плати за нейтральність балансування за місяць М на своєму вебсайті та по кожному замовнику послуг транспортування через інформаційну платформу повідомляє про розмір грошових коштів, який мав би стягуватися з замовників послуг транспортування природного газу (якщо ставка нейтральної плати більше нуля) або мав би виплачуватися йому (якщо ставка плати за нейтральність балансування менше нуля) в якості плати за нейтральність балансування за місяць М.

За газовий рік 2021/2022 плата за нейтральність балансування стягується та виплачується в загальному обсязі за всі місяці газового року один раз на рік у строк до 01 січня 2023 року. При цьому плата за нейтральність балансування виплачується в межах розміру грошових коштів, що залишилися після зарахування фактично отриманих коштів від замовників послуг транспортування в якості плати за добовий небаланс за відповідні місяці газового року та здійснення оплат оператором газотранспортної системи в якості погашення витрат, визначених пунктом 4 цієї глави, станом на 31 грудня 2022 року. Така виплата здійснюється пропорційно до розміру нарахованої замовнику послуг транспортування плати за нейтральність балансування.

Грошові кошти, що залишаються після зарахування отриманих коштів оператором газотранспортної системи від замовників послуг транспортування в якості погашення заборгованості з плати за добовий небаланс за газовий місяць М та/або стягнуті з замовників послуг

10. For the gas year 2021/2022 the neutrality balancing charge shall be applied in accordance with this point.

Prior to the 21st day of the month following the reporting month, the TSO shall publish methodology for calculation and actual rates for the neutrality charge for the gas month M on its website and inform every Network User through the information platform (IP) about the amount of money to be charged from Network Users (if the neutrality balancing charge rate is greater than zero) or to be paid by the TSO (if the neutrality balancing charge rate is less than zero) in the form of neutrality balancing charge for the gas month M.

For the gas year 2021/2022 the neutrality balancing charge shall be deducted from Network Users and paid by the TSO in total for all months of the gas year, once per year before 01 January 2023. In this case, the neutrality balancing charge shall be paid within the range of money left after assessment of actually received funds from Network Users in the form of payment for the daily imbalance for the respective months of the gas year and payments by the TSO in the form of repayment of expenses specified in Paragraph 4 of this Chapter as of December 31, 2022. Such payment shall be made proportionally to the amount of neutrality balancing charge calculated for a respective Network User.

The amount of cash remaining after assessment of received funds from Network Users by the TSO in the form of repayment of debt related to the daily imbalance for the gas month M and/or collected from Network Users after the deadline as the payment for daily imbalance in the form of repayment of expenses specified in Paragraph 4 of this Chapter, for the reporting month of the gas year 2021/2022, shall be paid to Network Users'

транспортування після настання строку на здійснення плати за добовий небаланс в якості погашення витрат, визначених пунктом 4 цієї глави, відповідного звітного місяця газового року 2021/2022, виплачуються на рахунок замовників послуг транспортування в перший робочий день місяця, наступного за місяцем надходження таких коштів на рахунок оператора газотранспортної системи, пропорційно до розміру нарахованої замовнику послуг транспортування плати за нейтральність балансування.

11. Для газового року 2022/2023 та наступних газових років плата за нейтральність балансування застосовується відповідно до цього пункту.

У випадку якщо ставка плати за нейтральність більше нуля, оператор газотранспортної системи до 21 числа місяця, наступного за звітним, надає замовникам послуг транспортування природного газу рахунок на оплату плати за нейтральність балансування, у якому надається розрахунок такої плати. Замовник послуг транспортування природного газу зобов'язаний до 25 числа місяця, наступного за звітним, здійснити оплату за нейтральність балансування.

У випадку якщо ставка плати за нейтральність балансування менше нуля, оператор газотранспортної системи до 21 числа місяця, наступного за звітним, повідомляє замовників послуг транспортування природного газу про розмір грошових коштів, які підлягають виплаті в якості плати за нейтральність балансування.

Оператор газотранспортної системи до 25 числа місяця, наступного за звітним, здійснює виплату грошових коштів у якості плати за нейтральність балансування за газовий місяць М на рахунок замовників послуг транспортування в межах розміру грошових коштів, що залишаються після зарахування фактично отриманих коштів від замовників послуг транспортування в якості плати за добовий небаланс

accounts on the first working day of the month, following the month when such funds were received by the TSO, proportionally to the amount of neutrality balancing charge calculated for a respective Network User.

11. For the gas year 2022/2023 and subsequent gas years, balancing neutrality charge shall be applied in accordance with this point.

If the neutrality balancing charge rate is greater than zero, the TSO provides Network Users until the 21st day of the month following the reporting month with an invoice for the payment of neutrality balancing charge where the calculation of such payment is presented. A Network User is obliged to make payment for balancing neutrality by the 25th day of the month following the reporting month.

If the neutrality balancing charge rate is less than zero, the TSO informs Network Users about the amount of money that should be paid as a balancing neutrality charge by the 21st day of the month following the reporting month.

The TSO shall make payment, by the 25th day of the month following the reporting month, for the balancing neutrality for the gas month M to Network Users' accounts within the range of funds left after assessment of actually received funds from Network Users in the form of payment for the daily imbalance for the respective gas month and payments by the TSO in the form of repayment of expenses specified in Paragraph 4 of this Chapter as of the 20$^{th}$ day of the month following the reporting month. Such payment shall be made proportionally to the amount of neutrality balancing charge calculated for a respective Network User.

за відповідний газовий місяць та здійснення оплат у якості погашення витрат, визначених пунктом 4 цієї глави, відповідного звітного періоду, станом на 20 число місяця, наступного за звітним. Така виплата здійснюється пропорційно до розміру нарахованої замовнику послуг транспортування плати за нейтральність балансування.

Грошові кошти, що залишаються після зарахування отриманих коштів оператором газотранспортної системи від замовників послуг транспортування в якості погашення заборгованості з плати за добовий небаланс за газовий місяць М та/або стягнуті з замовників послуг транспортування після 20 числа місяця, наступного за звітним, в якості погашення витрат, визначених пунктом 4 цієї глави, відповідного звітного періоду, виплачуються на рахунок замовників послуг транспортування в перший робочий день місяця, наступного за місяцем надходження таких коштів на рахунок оператора газотранспортної системи, пропорційно до розміру нарахованої замовнику послуг транспортування плати за нейтральність балансування.

12. Розрахунок плати за нейтральність балансування здійснюється з 01 березня 2020 року.

The amount of cash remaining after assessment of received funds from Network Users by the TSO in the form of repayment of debt related to the daily imbalance for the gas month M and/or collected from Network Users after the 20th day of the month following the reporting month as the repayment of expenses specified in Paragraph 4 of this Chapter, for the reporting period, shall be paid to Network Users' accounts on the first working day of the month, following the month when such funds were received by the TSO, proportionally to the amount of neutrality balancing charge calculated for a respective Network User.

12. The calculation of the neutrality balancing charge shall be performed starting from 01 March 2020.

## XV. ПРАВИЛА РЕГУЛЮВАННЯ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ

### 1. Загальні умови

1. Оператор газотранспортної системи вживає всіх необхідних заходів для забезпечення надання максимального обсягу потужності в точках входу/виходу для потреб замовників послуг транспортування. З метою запобігання виникненню фізичних перевантажень газотранспортної системи оператор газотранспортної системи вживає заходів, передбачених главою 2 цього розділу.

2. Замовник послуг транспортування, якому була розподілена потужність на річний, квартальний та/або місячний періоди, має право

## XV. CONGESTION MANAGEMENT PROCEDURES

### 1. General provisions.

1. The gas transmission system operator shall take all necessary measures to ensure provision of maximum capacity at entry/exit points for the needs of Network Users. In order to prevent physical congestion of the gas transmission system, the TSO shall take the necessary measures in accordance with Chapter 2 of this Section.

2. A Network User with allocated capacity for annual, quarterly and/or monthly periods, has the right to transfer the allocated (contracted) capacity

передати розподілену (договірну) потужність іншому замовнику послуг транспортування в порядку, визначеному розділом IX цього Кодексу.

3. Положення глави 2 цього розділу застосовуються для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях, крім випадку розподілу потужності з обмеженнями в цих точках.

4. Додаткова потужність, яка була отримана оператором газотранспортної системи в результаті вжиття заходів з управління договірними перевантаженнями, розподіляється замовникам послуг транспортування на гарантованій основі разом із вільною потужністю згідно з вимогами розділу XIX цього Кодексу.

## 2. Врегулювання договірних перевантажень газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи може надати право користування додатковою потужністю точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях понад розмір технічної потужності.

Розмір додаткової потужності визначається оператором газотранспортної системи шляхом здійснення оцінки використання розподіленої (договірної) потужності з урахуванням технічних умов газотранспортної системи, теплоти згоряння природного газу, температури, потужності суміжних газотранспортних систем, очікуваного обсягу споживання природного газу та ймовірності невикористання розподіленої (договірної) потужності замовниками послуг транспортування. При цьому надання права користування додатковою потужністю понад розмір технічної потужності не повинно негативно впливати на фізико-хімічні показники природного газу, який транспортується оператором газотранспортної системи.

Під час визначення та перегляду розміру технічної потужності та додаткової потужності, визначеної цим пунктом, оператор газотранспортної системи повинен співпрацювати з операторами суміжних газотранспортних систем.

to another Network User in accordance with procedure specified in Section IX of this Code.

3. The provisions of Chapter 2 of this Section shall apply to all cross-border entry/exit points, except the case of allocation of capacity with restrictions at those points.

4. The additional capacity received by the gas TSO as a result of the contractual congestion management measures shall be allocated to Network Users on a firm basis together with the available capacity in accordance with requirements of Section XIX of this Code.

## 2. Settlement of contractual congestion of the gas transmission system

1. The TSO may grant the right to use the additional capacity at cross-border entry/exit points in excess of technical capacity.

The amount of additional capacity shall be determined by the TSO by means of assessing the use of allocated (contracted) capacity, taking into account technical conditions of the gas transmission system, calorific value of natural gas, temperature, capacities of adjacent gas transmission systems, the expected volume of consumption and the probability of non-usage of allocated (contracted) capacity by Network Users. However, granting the right to use additional capacity in excess of technical capacity should not adversely affect physical and chemical parameters of natural gas that is being transported by the TSO.

During the procedure of determination and revision of the size of technical capacity and the additional capacity specified in this Paragraph, the TSO shall cooperate with operators of the adjacent gas transmission systems.

Оператор газотранспортної системи здійснює розподіл додаткової потужності, визначеної в цьому пункті, після розподілу всієї вільної потужності та іншої додаткової потужності, визначеної пунктами 2 та 3 цієї глави.

Якщо в результаті розподілу додаткової потужності згідно з вимогами цього пункту право користування такою потужністю не може бути гарантоване, то оператор газотранспортної системи зобов'язаний здійснити викуп розподіленої (договірної) потужності у замовників послуг транспортування шляхом проведення аукціону, який проводиться за алгоритмом єдиної ціни за зворотнім ранжуванням заявок.

При цьому максимальна вартість, за якою оператор газотранспортної системи має право здійснити викуп, не перевищує 120 % вартості розподіленої (договірної) потужності, оплаченої замовниками послуг транспортування.

Оголошення про деталі проведення аукціону на викуп розподіленої (договірної) потужності оператором газотранспортної системи розміщується на його вебсайті.

2. Замовник послуг транспортування, якому була розподілена потужність на річний, квартальний та/або місячний періоди на гарантованій основі, може відмовитись від права користування такою потужністю за умови, що оператор газотранспортної системи здійснить її розподіл іншим замовникам послуг транспортування.

Для відмови від права користування розподіленою (договірною) потужністю замовник послуг транспортування повинен надати оператору газотранспортної системи заявку на повернення розподіленої (договірної) потужності протягом останніх семи робочих днів до моменту публікації розміру вільної потужності на аукціоні, на якому

The TSO shall perform the allocation of additional capacity, specified in this Paragraph, after the allocation of all available capacity and other additional capacity specified in Paragraphs 2 and 3 of this Chapter.

In case the right to use additional capacity cannot be guaranteed, as a result of allocation of additional capacities in accordance with requirements of this Paragraph, then the TSO shall be obliged to buy the allocated (contracted) capacity from Network Users by means of an auction carried out according to the single price algorithm for the reverse ranking of applications.

In this case, the maximum cost at which the TSO is entitled to buy-out does not exceed 120% of the cost of allocated (contracted) capacity paid by Network Users.

The announcement of auction details for the buyout of allocated (contracted) capacity by the TSO shall be posted on its website.

2. A Network User with allocated capacity on a firm basis for annual, quarterly and/or monthly periods may waive the right to use such capacity if the TSO performs allocation of the capacity to other Network Users.

In order to waive the right to use allocated (contracted) capacity, a Network User shall submit an application to the TSO for the return of the allocated (contracted) capacity within the last seven working days before the publication of the amount of available capacity at the auction at which the TSO will offer such capacity for allocation to other Network Users.

оператор газотранспортної системи пропонуватиме таку потужність для розподілу іншим замовникам послуг транспортування.

Заявка на повернення розподіленої (договірної) потужності повинна включати таку інформацію:

точка входу та/або виходу на міждержавних з'єднаннях;

розмір розподіленої (договірної) потужності, яку замовник послуг транспортування має намір повернути;

строк та період, на який замовник послуг транспортування має намір повернути розподілену (договірну) потужність;

строк та період, на який потужність була розподілена;

дата та номер договору транспортування та/або додатка до нього, яким було визначено розмір та вартість розподіленої (договірної) потужності.

Підставами для відмови замовнику послуг транспортування в розгляді заявки на повернення розподіленої (договірної) потужності для оператора газотранспортної системи є:

наявність простроченої заборгованості замовника послуг транспортування, що подає заявку на повернення повного розміру розподіленої (договірної) потужності за чинним договором транспортування;

надсилання оператором газотранспортної системи повідомлення про намір та/або факт вилучення розподіленої (договірної) потужності згідно з вимогами пункту 3 цієї глави;

невиконання суб'єктом, що подає заявку, вимог до подання заявки на повернення розподіленої (договірної) потужності;

The application for the return of allocated (contracted) capacity shall include the following information:

a cross-border entry and/or exit point;

the amount of allocated (contracted) capacity which a Network User is intended to return;

the term and period for which a Network User is intended to return the allocated (contracted) capacity;

the term and period for which the capacity was allocated;

the date and number of a transportation contract and/or annex thereto that was used to determine the size and value of the allocated (contracted) capacity.

The reasons for refusal in considering a Network User's application for return of the allocated (contracted) capacity in terms of TSO may be:

an overdue debt of a Network User applying for the return of the full amount of allocated (contracted) capacity under the valid transportation contract;

a notification from the TSO about intention for and/or actual withdrawal of the allocated (contracted) capacity in accordance with requirements of Paragraph 3 of this Chapter;

the applicant's failure to comply with requirements of the application for return of the allocated (contracted) capacity;

розмір потужності, яку замовник послуг транспортування має намір повернути, перевищує розмір розподіленої (договірної) потужності за чинним договором транспортування;

the amount of capacity that a Network User intends to return exceeds the size of the allocated (contracted) capacity under the valid transportation contract;

відсутність чинного договору транспортування у суб'єкта, що подає заявку.

the applicant doesn't have a valid transportation contract;

Оператор газотранспортної системи здійснює розподіл потужності, визначеної у прийнятих до розгляду заявках на повернення розподіленої (договірної) потужності, після розподілу всієї вільної потужності. При цьому, якщо декілька замовників послуг транспортування подали оператору газотранспортної системи заявки на повернення розподіленої (договірної) потужності, загальний розмір якої не може бути розподілений іншим замовникам послуг транспортування повністю, то розмір розподіленої (договірної) потужності кожного замовника послуг транспортування, який повертається, розраховується пропорційно обсягам потужності, визначеним у заявках на повернення розподіленої (договірної) потужності. За результатами проведення аукціону з розподілу потужності оператор газотранспортної системи не пізніше ніж на наступний робочий день після завершення аукціону повідомляє замовника послуг транспортування, який подав заявку на повернення розподіленої (договірної) потужності, про розмір потужності, яка підлягає та/або не підлягає поверненню.

The TSO shall perform allocation of capacity that is specified in applications for the return of allocated (contracted) capacity only after the allocation of all available capacity. In addition, if several Network Users submitted applications to the TSO for the return of allocated (contracted) capacity, the total size of which cannot be allocated to other Network Users in full, then the amount of allocated (contracted) capacity, to be returned, of each Network User shall be calculated proportionally to the amount of capacity specified in the applications for the return of allocated (contracted) capacity. According to the results of an auction, the TSO shall inform, not later than the next working day after the end of the auction, a Network User about the amount of the capacity that may be and/or may not be returned.

У випадку розподілу об'єднаної потужності відмова потужності з однієї сторони міждержавного з'єднання не дозволяється.

In case of allocation of bundled capacity, a refusal from capacity from one interconnection side is not permitted.

Права та обов'язки замовника послуг транспортування, визначені договором транспортування природного газу та цим Кодексом, щодо розподіленої (договірної) потужності, визначеної в заявці на повернення, залишаються незмінними до моменту повідомлення оператором газотранспортної системи про розмір потужності, яку фактично було повернено. При цьому замовник послуг транспортування, який подав заявку на повернення розподіленої (договірної) потужності, не має права

The rights and obligations of a Network User are determined by the transportation contract and this Code regarding the allocated (contracted) capacity, specified in the application for return, shall remain unchanged until the TSO informs a Network User about the amount of capacity that was actually returned. In addition, a Network User who applied for the return of allocated (contracted) capacity, shall not be entitled to submit an application to the TSO for the disposition of the same allocated (contracted) capacity.

подавати оператору газотранспортної системи заявку про відчуження цієї самої розподіленої (договірної) потужності. Після отримання замовником послуг транспортування повідомлення про підтвердження факту повернення розподіленої (договірної) потужності права та обов'язки такого замовника послуг транспортування, визначені договором транспортування природного газу та цим Кодексом, на використання зазначеної потужності втрачаються.

Оператор газотранспортної системи зобов'язаний протягом п'яти робочих днів відшкодувати замовнику послуг транспортування вартість оплаченої ним потужності, яку було повернено в результаті розподілу оператором газотранспортної системи іншим замовникам. Величина відшкодування не може перевищувати величину вартості потужності, оплаченої замовником послуг транспортування, який здійснив повернення.

Відшкодування коштів замовнику послуг транспортування здійснюється шляхом їх зарахування оператором газотранспортної системи в оплату послуг транспортування природного газу наступних періодів. За заявою замовника послуг транспортування оператор газотранспортної системи зобов'язаний виплатити зараховані кошти протягом п'яти робочих днів після звернення замовника.

3. Оператор газотранспортної системи на постійній основі здійснює аналіз попиту замовників послуг транспортування на потужність з гарантією реалізації права її користування та рівня використання розподіленої (договірної) потужності замовниками послуг транспортування, яким було надано право її користування на період більше ніж один газовий рік. За результатами такого аналізу оператор газотранспортної системи має право прийняти рішення про вилучення частини потужності, яку було розподілено замовнику послуг транспортування на період більше ніж один газовий рік, якщо одночасно виконуються такі умови:

After a Network User has received a message confirming the fact of return of allocated (contracted) capacity, the rights and obligations of such Network User determined by the transportation contract and this Code, for the use of the specified capacity shall stop being valid anymore.

The TSO is obliged, within 5 working days, to reimburse a Network User the cost of the paid capacity, which was returned as a result of the allocation, performed by the TSO, to other Network Users. The amount of compensation may not exceed the cost of capacity that was paid by a Network User who made the return.

The refund to a Network User shall be made by means of fund transfer by the TSO to the payment account for future periods. According to the request of a Network User the TSO is obliged to pay the transferred funds within five working days after the User's request.

3. The TSO shall continuously analyze Network Users' demand for the capacity with guaranteed right of usage and for the level of use of allocated (contracted) capacity by Network Users who have been granted the right to use it for a period of more than one gas year. As a result of such analysis, the TSO has the right to decide on the withdrawal of part of the capacity that was allocated to a Network User for a period of more than one gas year, if the following conditions simultaneously take place:

a Network User, in accordance with valid transportation contract, uses on average less than 80% of the allocated (contracted) capacity during the

замовник послуг транспортування згідно з діючим договором транспортування природного газу використовує розподілену (договірну) потужність у середньому менше ніж на 80 % протягом періоду з 01 квітня по 30 вересня та з 01 жовтня по 31 березня;

у період, на який планується здійснити вилучення потужності, оператором газотранспортної системи було розподілено весь розмір річної та квартальної потужності, яку було виставлено на аукціон розподілу потужності, або розподілено з аукціонною надбавкою.

Оператор газотранспортної системи має право вилучити частину розподіленої (договірної) потужності на весь період (або його частину), що залишився до завершення чинного договору транспортування.

Максимальний розмір потужності, який може бути вилучений оператором газотранспортної системи згідно з вимогами цього пункту, визначається як різниця розміру розподіленої (договірної) потужності та середньої використаної потужності за газову добу протягом періоду з 01 квітня по 30 вересня та з 01 жовтня по 31 березня. Якщо замовник послуг транспортування, потужність якого підлягає вилученню згідно з цим пунктом, здійснював повернення розподіленої (договірної) потужності згідно з вимогами пункту 2 цієї глави, то розмір розподіленої (договірної) потужності розраховується як середнє значення розподіленої (договірної) потужності на кожну газову добу протягом періоду з 01 квітня по 30 вересня та з 01 жовтня по 31 березня.

Період, на який здійснюється вилучення розподіленої (договірної) потужності, а також її розмір визначаються оператором газотранспортної системи в залежності від розміру дефіциту вільної потужності, який визначається згідно з критеріями, передбаченими абзацом першим цього пункту.

Оператор газотранспортної системи повинен повідомити про намір вилучити розподілену (договірну) потужність замовника послуг

period starting from April 01 till September 30 and from October 01 till March 31;

during the period for which the capacity withdrawal is planned, the TSO has already allocated the full amount of annual and quarterly capacity, that was auctioned for allocation or was allocated with the auction allowance.

The TSO has the right to withdraw part of the allocated (contracted) capacity for the whole period (or for its part) remaining before the end of the valid transportation contract.

The maximum amount of capacity that can be withdrawn by the TSO in accordance with requirements of this Paragraph shall be determined as the difference between the amount of the allocated (contracted) capacity and the average capacity used per gas day during the period startign from 01 April till 30 September and from 01 October till 31 March. If a Network User whose capacity is to be withdrawn under this Paragraph was making return of the allocated (contracted) capacity in accordance with requirements of Paragraph 2 of this Chapter, then the amount of allocated (contracted) capacity shall be calculated as the average cost of allocated (contracted) capacity for each gas day during the period starting from 01 April till 30 September and from 01 October till 31 March.

The period for which the allocated (contracted) capacity is being withdrawn, as well as its amount, shall be decided by the TSO depending on the lack of available capacity, which in turn is determined in accordance with criteria set out in this Paragraph.

The TSO shall notify a Network User on the intention to withdraw allocated (contracted) capacity not later than 30 days before the 1st day of the month

транспортування не пізніше ніж за 30 днів до 01 числа місяця, у якому повинно бути розпочато транспортування природного газу, та про факт вилучення потужності (у разі його настання) не пізніше ніж на наступний робочий день після закінчення аукціону розподілу потужності (на річний, квартальний або місячний періоди) або не пізніше ніж через 30 хвилин після завершення аукціону розподілу потужності на добу наперед, у якому було розподілено таку потужність іншим замовникам послуг транспортування.

Повідомлення про намір вилучити розподілену (договірну) потужність повинно включати таку інформацію:

розмір розподіленої (договірної) потужності, яка підлягає вилученню;

період, на який може бути вилучено розподілену (договірну) потужність;

дані, що підтверджують виконання кожного з критеріїв, визначених абзацом першим цього пункту.

Оператор газотранспортної системи не може вилучити розподілену (договірну) потужність, якщо замовник послуг транспортування документально підтвердить таке:

замовник послуг транспортування намагався на інформаційній платформі та/або платформі розподілу потужності здійснити передачу розподіленої (договірної) потужності іншим замовникам послуг транспортування не менше ніж на три послідовні газові місяці за ціною, яка не перевищувала стартову ціну аукціону річної потужності у період моніторингу, проведеного оператором газотранспортної системи згідно з абзацом першим цього пункту; або

розподілена (договірна) потужність, яку оператор газотранспортної системи має намір вилучити, буде використовуватись у зв’язку з

in which the natural gas transmission shall begin, and on the fact of capacity withdrawal (if such occurs) - not later than on the next working day after the end of the auction for capacity allocation (for annual, quarterly or monthly periods) or not later than 30 minutes after the end of the auction for day-ahead capacity allocation if such capacity was allocated to other Network Users.

A notification on the intention to withdraw allocated (contracted) capacity shall include the following information:

the amount of allocated (contracted) capacity to be withdrawn;

the period for which allocated (contracted) capacity may be withdrawn;

the facts confirming the fulfillment of all criteria defined in this Paragraph.

The TSO may not withdraw the allocated (contracted) capacity if a Network User can officially prove the following:

a Network User was trying to transfer the allocated (contracted) capacity to other Network Users by means of the information platform (IP) and/or by means of the platform for capacity allocation, for at least three consecutive gas months at a price not exceeding the starting price at the auction for annual capacity allocation during the monitoring period, performed by the TSO in accordance with this Paragraph; or

the allocated (contracted) capacity that the TSO intends to withdraw will be used according to contractual obligations of a Network User, as well as with a goal to ensure the security of natural gas supply.

The rights and obligations of a Network User, specified in the transportation contract and this Code regarding the allocated (contracted) capacity which

договірними зобов’язаннями замовника послуг транспортування, у тому числі з метою забезпечення безпеки постачання природного газу.

Права та обов’язки замовника послуг транспортування, визначені договором транспортування природного газу та цим Кодексом, щодо розподіленої (договірної) потужності, яку оператор газотранспортної системи має намір вилучити, залишаються незмінними до моменту повідомлення оператором газотранспортної системи про розмір потужності, яку було фактично вилучено у зв’язку з її розподілом іншим замовникам послуг транспортування. При цьому після отримання повідомлення про намір вилучення розподіленої (договірної) потужності замовник послуг транспортування не має права подавати оператору газотранспортної системи заявку про передачу та/або заявку на повернення цієї самої потужності.

Повідомлення оператора газотранспортної системи про факт вилучення розподіленої (договірної) потужності повинно включати інформацію про фактичний розподіл такої потужності іншим замовникам послуг транспортування. Після отримання замовником послуг транспортування повідомлення про факт вилучення розподіленої (договірної) потужності права та обов’язки такого замовника послуг транспортування, визначені договором транспортування природного газу та цим Кодексом, на використання зазначеної потужності втрачаються.

Оператор газотранспортної системи не відшкодовує замовнику послуг транспортування вартість оплаченої ним розподіленої (договірної) потужності, яку було вилучено в результаті заходів, вжитих згідно з вимогами цього пункту.

## 3. Управління фізичними перевантаженнями газотранспортної системи

the TSO intends to withdraw, shall remain unchanged until the TSO informs about the amount of capacity that was actually withdrawn due to its allocation to other Network Users. However, after receiving a notification of intention to withdraw the allocated (contracted) capacity, a Network User shall not be entitled to submit a request to the TSO for transmission and/or request for the return of the same capacity.

The TSO’s notification about the fact of withdrawal of the allocated (contracted) capacity shall include information on the actual allocation of such capacity to other Network Users. After a Network User has received a message confirming the fact of withdrawal of allocated (contracted) capacity, the rights and obligations of such Network User determined by the transportation contract and this Code, for the use of the specified capacity shall stop being valid anymore.

The TSO shall not reimburse the cost of the allocated (contracted) capacity to a Network User that was withdrawn as a result of measures taken in accordance with requirements of this Paragraph.

## 3. Physical congestion management of the gas transmission system

1. Фізичні перевантаження можуть виникнути в газотранспортній системі у зв'язку з:
обмеженою потужністю газотранспортної системи або технологічних об'єктів газотранспортної системи;
обмеженою можливістю зберігання оператором газотранспортної системи природного газу в газотранспортній системі, а також в газосховищах;

технологічними обмеженнями потужності відбору та закачування природного газу з/в газосховища (газосховищ), якими користується оператор газотранспортної системи;

необхідністю утримувати мінімальні тиски у точках виходу з газотранспортної системи;

необхідністю утримувати стабільні параметри якості природного газу в газотранспортній системі;

проведенням робіт у газотранспортній системі або в суміжних системах;

виникненням аварії або надзвичайної ситуації;

діями або бездіяльністю замовника послуг транспортування, їх постачальників або споживачів, які не відповідають положенням Кодексу або договору транспортування;

незбалансованістю величин поставок і відборів природного газу;

необхідністю дотримання ефективних режимів транспортування газу.
2. Дії оператора газотранспортної системи, які дозволяють уникнути можливості виникнення перевантажень:

1. Physical congestion in the gas transmission system may occur in connection with the following:
limited capacity of the gas transmission system or technological facilities of the gas transmission system;
limited capability of natural gas storage in the gas transmission system, as well as in gas storage facilities by the TSO;

technological restrictions on capacity of withdrawal of natural gas from and injection thereof into the gas (storage) storages that are used by the TSO;

the need to maintain a minimum pressure at the exit points from the gas transmission system;

the need to maintain stable quality parameters of natural gas in the gas transmission system;

performance of works in the gas transmission system or adjacent systems;

occurrence of emergencies or emergency situations;

actions or inactivity of Network Users, their suppliers, or customers that do not comply with the provisions of the Code or transmission agreement;

imbalanced values of supplies and withdrawals of natural gas;

need to observe effective regimes of gas transmission.

2. Actions of the TSO that allow avoiding the possibility of an overload:

на етапі розгляду заяв про розподіл потужності оператор газотранспортної системи аналізує можливості виконання нових договорів таким чином, щоб вони не спричинили зниження рівня безпеки транспортування, а також обсягу природного газу, який подається до вже існуючих замовників послуг транспортування;
у разі якщо існують технічні можливості надання газотранспортних послуг оператор газотранспортної системи надає вільну гарантовану потужність згідно з положеннями Кодексу;
заходи, передбачені главою 2 цього розділу;
у разі відсутності можливості надання послуг транспортування природного газу на безперервних засадах оператор газотранспортної системи визначає та пропонує транспортні послуги на переривистих засадах;
на вимогу заінтересованого суб'єкта підготовлює інформацію про необхідний обсяг дій щодо реконструкції газотранспортної системи з метою збільшення її потужності, за підготовку якої оператор газотранспортної системи стягує плату відповідно до витрат на їх підготовку;

з метою запобігання виникненню перевантажень оператор газотранспортної системи співпрацює з операторами суміжних систем;

планує та виконує модернізацію газотранспортної системи;

укладає договори транспортування природного газу, які включають положення, що стосуються процедури врегулювання перевантаженнями у разі невикористання розподіленої потужності;

експлуатує газотранспортну систему, а також управляє в спосіб, що зменшує ймовірність виникнення перевантажень;

at the stage of consideration of applications for capacity allocation, the TSO shall analyze the possibility of performance of such new agreements so as to prevent reduction of the transmission safety and the volume of natural gas delivered to the existing Network Users;

if provision of gas transmission services is technically possible, the TSO shall offer the free guaranteed capacities in accordance with the provisions of the present Code;
measures established by Chapter 2 of this Section;
in the event of absence of the possibility to provide natural gas transmission services on a continuous basis, the TSO shall decide and offer transmission services on an intermittent basis;

at the request of the interested stakeholder the TSO may prepare information on the required scope of action for the reconstruction of the gas transmission system to increase its capacity, for preparation of which the TSO shall levy a charge in the amount of a fee that reflects the cost of its preparation;

in order to prevent overloading, the TSO shall cooperate with the operators of adjacent systems;

planning and implementation of an upgrade of the gas transmission system;

conclusion of contracts for the transmission of natural gas that include provisions regarding the overload control procedure in the event of non-use of the allocated capacity;

operation of the gas transmission system and control of the latter so as to reduce the likelihood of occurrence of overloads;

planning of work in the gas transmission system so as not to create limits or - if setting limits due to the implementation of such works is necessary -

планує роботи в газотранспортній системі таким чином, щоб не створювати обмежень, а якщо встановлення обмежень у зв'язку з роботами, що провадяться, є необхідним, докладає усіх зусиль, щоб наслідки були мінімальними;

making every effort to minimize the consequences;

розробляє і впроваджує план локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій;

developing and implementing a plan for localization and liquidation of emergency situations;

стягує із замовника послуг транспортування додаткову оплату за перевищення потужності відповідно до договору транспортування.

levies additional charges on gas Network User for exceeding capacity according to the transmission agreement.

3. Якщо після використання заходів, визначених у цьому розділі, оператор газотранспортної системи не має змоги збалансувати обсяги надходжень і відбору природного газу, він може обмежити замовника послуг транспортування, який спричинить ситуацію недобору або надлишку природного газу в газотранспортній системі, у такому:

3. If after using measures described in this section, the TSO is unable to balance natural gas supply and withdrawal volumes, it may introduce restrictions on the transmission services customer that caused a shortfall or surplus of natural gas in the gas transmission system:

1) прийнятті природного газу для транспортування в точках входу (у ситуації надлишку природного газу в газотранспортній системі);

1) on receiving natural gas for transmission at the entry points (in a situation of excess of natural gas in the gas transmission system), or

2) одержанні природного газу з газотранспортної системи у точках виходу (у ситуації недобору (зменшення) природного газу в газотранспортній системі).

2) on receiving natural gas from the gas transmission system at exit points in a situation of shortfall (decrease) of natural gas in the gas transmission system.

4. Оператор газотранспортної системи може здійснювати заходи, передбачені пунктом 3 цієї глави, шляхом переривання розподіленої гарантованої потужності. Переривання розподіленої гарантованої потужності замовника послуг транспортування здійснюється пропорційно до розподілених гарантованих потужностей у точках входу/виходу, в яких відбувається таке переривання.

4. The TSO may take measures in accordance with Paragraph 3 of this Chapter by interrupting the allocated firm capacity. The interruption of allocated firm capacity of a Network User shall be carried out proportionally to allocated firm capacities at entry/exit points where such interruption occurs.

Переривання гарантованої потужності відбувається в такому порядку періодів розподілу потужностей:

The interruption of a firm capacity occurs in the following order of capacity allocation periods:

1) протягом доби;

2) на період на добу наперед;

3) місячна;

4) квартальна;

5) річна.

У разі переривання оператором газотранспортної системи гарантованої потужності оператор газотранспортної системи здійснює замовнику послуг транспортування оплату вартості переривання у випадках, визначених договором транспортування природного газу.

Величина, порядок нарахування та сплати вартості переривання гарантованої потужності визначаються договором транспортування природного газу.

5. Оператор газотранспортної системи, запроваджуючи обмеження, передає замовнику послуг транспортування інформацію про термін початку обмежень, очікуваний час їх тривалості, а також про максимальні обсяги для транспортування або відбору природного газу за годину та за добу в/з газотранспортної системи в цій точці.

## XVI. ПРАВИЛА ОБМІНУ ІНФОРМАЦІЄЮ, ПОВ'ЯЗАНОЮ З ВИКОНАННЯМ УГОД, БАЛАНСУВАННЯМ ТА УПРАВЛІННЯМ ПЕРЕВАНТАЖЕННЯМИ

### 1. Загальні умови.

1) within-day;

2) day-ahead;

3) monthly;

4) quarterly;

5) annual.

In case of interruption of a firm capacity by the TSO, the gas transmission system operator shall pay to a Network User a compensation for the cost of interruption in cases specified in the transportation contract.

The amount, procedure of calculation and payment for the cost of interruption of the firm capacity are determined by the transportation contract.

5. The TSO, introducing the restrictions, shall transmit to the transmission services customer the information about the beginning of the term of restrictions, expected time of their duration, and also about the maximal volumes of natural gas for transmission or withdrawal to/from the gas transmission system per hour and per day at this point.

## XVI. RULES OF EXCHANGE OF INFORMATION CONNECTED WITH CONTRACT EXECUTION, BALANCING AND CONTROL OF OVERLOADS

### 1. General provisions

1. Система обміну інформацією (COI) служить для обміну відомостями, пов'язаними з наданням газотранспортних послуг, між оператором газотранспортної системи та замовниками послуг транспортування.
2. Електронний обмін інформацією, пов'язаною з виконанням угод про взаємодію, технічних угод та договорів транспортування, повинен бути заснований на стандарті електронного обміну документів (EDI) у версії, розробленій для газової промисловості під назвою "EDIG@S" (описаній в документі Edig@s Message Implementation Guidelines, доступ до якого надається на сторінці http://www.edigas.org). У якості проміжного рішення для обміну даними можуть бути використані формати xls, xlsx. Також сторони можуть узгодити такі протоколи комунікацій: e-mail, або FTP, або AS4 або REST/SOAP webservice. Протокол AS4 може бути застосований для комунікації у разі наявності технічних можливостей в обох сторін для обміну інформацією у загальноєвропейському стандарті Edig@s.
3. Детальні вимоги до формату файлів зазначаються на вебсайті оператора газотранспортної системи. Відповідальною за форму та інформаційний зміст документів є сторона, яка формує та/або надсилає документ.
4. Обмін файлами відбувається з використанням електронної пошти або Інтернету.
5. Оператор газотранспортної системи, оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG, а також замовник послуг транспортування забезпечують збереження та цілісність файлів, які пересилаються.

## 2. Відомості, які розміщуються та надсилаються оператором газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи розміщує на вебсайті відомості, визначені положеннями Закону України "Про ринок природного газу", зокрема:

1.The Information Exchange System (IES) is designed for the exchange of data on the gas transmission services delivery between the TSO and the Network Users.
2.The electronic exchange of information, connected with the execution of interconnection agreements, technical agreements, and transmission agreements, shall be based upon the electronic document exchange standard (EDI) in the version developed for the gas industry and named “EDIG@S” (described in the document Edig@s Message Implementation Guidelines, the link to which can be found on the web-page: www.edigas.org). As a transition measure, xls, xlsx formats are acceptable. The parties can also agree on the following communication protocols: e-mail, FTP, AS4 or REST/SOAP webservice. AS4 is used if both parties use the European standard “EDIG@S”

3. The file formats are detailed on the web site of the TSO. The party that executes and/or sends a document shall be responsible for the form and content of such documents.

4. The exchange of files shall take place with the use of e-mail or the Internet.

5. The TSO, the gas DSO, the gas storage facility operator, the LNG facility operator as well as the transmission services customer shall be liable for preservation and integrity of files sent.

## 2. Data published and sent by the TSO.

1. The TSO shall publish the information, specified in provisions of the Law “On the Natural Gas Market”, on its web-page, in particular:

a list of services provided by such operator, information about tariffs and other conditions of provision of such services, including technical

перелік послуг, що надаються таким оператором, інформацію про тарифи та інші умови надання таких послуг, включаючи технічні умови для отримання доступу та приєднання до газотранспортної системи;

specifications for obtaining access to connection to the gas transmission system;

методологію визначення тарифів на послуги з транспортування природного газу для точок входу і точок виходу та методологію визначення плати за приєднання до газотранспортної системи;

methods for determining tariffs for natural gas transmission services for entry and exit points and methods for determining a fee for connection to the gas transmission system;

кількісні показники обсягів технічної потужності, потужності, право користування якою було надано замовникам згідно з чинними договорами транспортування, та вільної потужності газотранспортної системи у розрізі точок входу та точок виходу;

quantitative indicators of volumes of technical capacity, capacity, the right to the use whereof was granted to Users in accordance with valid transmission agreements, and free capacities of the gas transmission system in the context of entry and exit points;

дані про плановані та фактичні обсяги природного газу, що переміщуються газотранспортною системою, в обсязі, що знаходиться у розпорядженні такого оператора.

data on the planned and actual volumes of natural gas transmitted via the gas transmission system, in the volume that is at the disposal of such operator.

2. Оператор газотранспортної системи розміщує на вебсайті схему газотранспортної системи разом з переліком точок входу і виходу.

2. The TSO shall publish the scheme of the gas transmission system with the list of the points of entry and exit on its web site.

3. Оператор газотранспортної системи повідомляє замовників послуг транспортування про всі події, які можуть мати вплив на надання послуг транспортування природного газу, а також на роботу суміжних систем, у тому числі про зміни термінів робіт, а також про терміни незапланованих раніше робіт, шляхом розміщення інформації на своєму вебсайті та за допомогою системи обміну інформацією СОІ.

3. The TSO shall inform the Network Users of all events which may potentially impact the provision of the natural gas delivery services, as well as the work of the adjacent systems, including about the change of work periods and the timelines of works which were not planned in advance, by posting the information on its web site and with the help of the Information Exchange System (IES).

4. Оператор газотранспортної системи надає відомості, які стосуються номінацій та реномінацій, одержаних від замовників послуг транспортування, з метою підтвердження можливості їх виконання в системі відповідно до положень цього Кодексу.

4. The TSO shall provide the data on nominations and re-nominations received from the transmission services customer in order to confirm its capability of performing them in the system according to the provisions of this Code.

5. Оператор газотранспортної системи надсилає замовнику послуг транспортування електронною поштою до 15.00 години UTC (17:00 за київським часом) для зимового періоду та до 14:00 години UTC (17:00 за

5. The TSO shall forward by e-mail the following calculation data on the ongoing gas day to the Network User by 15:00 UTC (17:00 Kiev time) for the winter season and 14:00 UTC (17:00 Kiev time) for the summer season of the following gas day:

київським часом) для літнього періоду наступної газової доби такі розрахункові дані, які стосуються газової доби транспортування:
1) відомості про різницю між добовими обсягами природного газу в підтверджених номінаціях та обсягами природного газу, завантаженого та одержаного в окремих точках входу і виходу;

2) розрахунковий добовий небаланс.

Рівень відомостей, що направляються, буде відповідати рівню відомостей, якими володіє оператор газотранспортної системи.
6. Оператор газотранспортної системи надсилає замовнику послуг транспортування електронною поштою до 10 числа наступного місяця такі дані:

добові обсяги завантаженого та одержаного природного газу в окремих точках входу і виходу;

сукупні обсяги природного газу, які містяться в підтверджених номінаціях для точок входу і виходу, протягом газового місяця;

сукупні обсяги природного газу, завантаженого та одержаного у точках входу і виходу, протягом газового місяця;

місячний небаланс.
7. Оператор газотранспортної системи надсилає оператору газорозподільної системи, прямому споживачу в строк до 08:00 години UTC (10:00 за київським часом) для зимового періоду та до 07:00 години UTC (10:00 за київським часом) для літнього періоду наступної газової доби інформацію про щоденні обсяги природного газу, виміряні для точок виходу.

1) information on the difference between the daily volume of the natural gas according to the approved nominations and the volume of the natural gas actualy supplied and received at specific points of entry and exit,

2) estimated daily imbalance.
The level of information sent shall correspond to the level of information possessed by the TSO.

6. The TSO shall forward to the transmission services customer by e-mail the following data before the 10th date of the following month:

daily volumes of the delivered and received natural gas at separate points of entry and exit,

cumulative volumes of natural gas in compliance with the approved nominations for the points of entry during a gas month,

cumulative volumes of natural gas delivered and received at the points of entry and exit during a gas month,

monthly imbalance.
7. By 08:00 UTC (10:00 Kiev time) for the winter season and 07:00 UTC (10:00 Kiev time) for the summer season of the following gas day, the TSO shall send the information to the gas DSO, the direct consumer on the daily volumes of natural gas, measured for exit points.

8. The gas transmission system operator shall send a notification to the gas

8. Оператор газотранспортної системи надсилає оператору газосховищ повідомлення про оплату замовником послуг транспортування плати за зміну умов (обмежень) потужності з обмеженнями протягом одного дня з дати зарахування такої повної оплати на рахунок оператора газотранспортної системи.

9. Відомості передаються у форматах, визначених оператором газотранспортної системи.

storage operator about the payment by the Network User of payment for the change of conditions (restrictions) of capacity with restrictions within one day from the date of such full payment to the account of the gas transmission system operator.

9. The information shall be transmitted in the formats specified by the TSO.

## 3. Відомості, які передають оператору газотранспортної системи оператори суміжних систем, газовидобувні підприємства, прямі споживачі, замовники послуг транспортування

## 3. Data that are provided to the TSO by operators of adjacent systems, gas producers, direct consumers, Network Users.

1. Оператор газорозподільної системи передає оператору газотранспортної системи:

1. The gas DSOs shall transfer the following data to the TSO:

відомості про результати технічної перевірки відповідності номінації та реномінації;

data on the results of inspection of compliance of the nomination and re-nomination,

відомості про обсяги природного газу, призначені для окремих замовників послуг транспортування;

information on the volumes of natural gas designated for separate transmission services customers,

інформацію про виникнення перебоїв у системі оператора газорозподільної системи, які можуть вплинути на умови відбору природного газу в точках виходу з газотранспортної системи, із зазначенням причин виникнення перебоїв, очікуваного часу їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання до системи оператора газотранспортної системи, значення параметрів, які не виконують договірних умов, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

information on the occurrence of interruptions in the system of the gas DSO, which may affect conditions of natural gas withdrawal at exit points from the gas transmission system, with the indication of grounds for interruptions, expected time of their duration, decrease in capacities at points of connection to the system of the TSO, values of parameters that do not comply with contractual conditions, confirmed changed nominations, which arise due to the occurrence of the interruptions,

EIC-codes, assigned to consumers connected to the gas distribution system of the respective Operator and the respective EIC-codes of their commercial

EIC-коди, що були присвоєні споживачам, підключеним до газорозподільної системи відповідного оператора, та відповідні EIC-коди їхніх точок комерційного обліку (за необхідності).
Такі дані надсилаються оператору газотранспортної системи в електронній формі у вигляді файлів у форматі та за формою і інформаційним змістом документів, визначеним оператором газотранспортної системи.
Оператор газорозподільної системи повідомляє диспетчерські служби оператора газотранспортної системи про аварії в газорозподільній системі, які мають або можуть мати вплив на функціонування газотранспортної системи, протягом однієї години від їх виникнення.

metering points (if needed).
Such data shall be sent to the TSO in the electronic form as files in the format and informational content determined by the TSO.

The gas DSO shall inform the dispatch services of the TSO about any failures of the distribution system, which affect or may affect the operation of the gas transmission system within one (1) hour since their occurrence.

2. Оператор газосховища передає оператору газотранспортної системи:

відомості, які стосуються відповідності номінації або реномінації на точках входу/виходу, пов'язаних з газосховищами;

відомості про обсяги природного газу, призначені для окремих замовників послуг транспортування, відповідно до положень цього Кодексу;

дані, які стосуються обсягу природного газу, одержаного та завантаженого за попередню добу, а також стан діючої місткості газосховищ за попередню газову добу до 10:00 години кожної доби;

відомості про виникнення перебоїв у роботі газосховищ, які можуть вплинути на умови співпраці цих установок з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання до системи оператора газотранспортної системи, значення

2. The gas storage facility operator shall forward the following information to the TSO:

the data referring to compliance with a nomination or re-nomination at the points of entry/exit connected with the gas storages,
the data on the volumes of natural gas designated for separate Network Users, in accordance with provisions of this Code,

the data on the volume of natural gas received and loaded within the previous 24 hours, as well as the state of the actual volume of the gas storage for the previous gas day by 10 am of each day,

information on failures in the operation of the gas storages which may impact the terms of their cooperation with the gas transmission system, containing the information on the causes of failures, their expected duration, reduction of capacity at the points of juncture with the system of the TSO, the values of the parameters not conforming to the contractual terms, confirmation of the altered nominations appearing due to failures,

параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

відомості про заплановані роботи в газосховищах, які можуть вплинути на умови співпраці газосховищ з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

3. Оператор установки LNG передає оператору газотранспортної системи:

відомості, які стосуються результатів проведеної перевірки відповідності номінації або реномінації на точках входу від оператора установки LNG;

відомості про виникнення перебоїв у роботі газових мереж оператора установки LNG, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

відомості про заплановані роботи в газових мережах оператора установки LNG, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

4. Газовидобувне підприємство передає оператору газотранспортної системи:

відомості, які стосуються результатів проведеної перевірки відповідності номінації або реномінації на точках входу від

information on the planned works in the gas storages which may impact the terms of cooperation of gas storages with the gas transmission system, with the purpose of agreeing the possible timeframe and duration of the works with the TSO.

3. LNG facility operator shall transmit the following information to the TSO:

the information related to the results of examination of compliance of a nomination or re-nomination at entry points from the LNG facility operators,

the information on failures in operation of gas networks of the LNG facility operator, which may affect the conditions of their cooperation with the gas transmission system, containing the information on the causes of failures, their expected duration, reduction of capacity at the points of juncture with the gas transmission system, the values of the parameters not conforming to the contractual terms, confirmation of the altered nominations appearing due to failures,

the information on the planned works at gas networks of the LNG facility operator, which may impact the conditions of cooperation with the gas transmission system, with the purpose of agreeing the possible timeframe and duration of the works with the TSO

4. Gas Producers shall provide to the TSO:

the information related to the results of examination of compliance of a nomination or re-nomination at entry points from the gas producer (this provision is applied only to adjacent gas producer);

газовидобувного підприємства (ця норма застосовується виключно для суміжного газовидобувного підприємства);

відомості про виникнення перебоїв у роботі газових мереж газовидобувного підприємства, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках підключення газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

відомості про заплановані роботи в газових мережах газовидобувного підприємства, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

5. Прямий споживач передає оператору газотранспортної системи відомості:

що стосуються результатів проведеної перевірки відповідності номінації або реномінації на точках виходу до прямого споживача;

про обсяги природного газу, призначені для окремих замовників послуг транспортування, відповідно до положень цього Кодексу;

про виникнення перебоїв у роботі газових мереж прямого споживача, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

про заплановані роботи в газових мережах прямого споживача, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, з

the information on failures in operation of gas networks of the gas producer, which may impact the conditions of their cooperation with the gas transmission system, containing the information on the causes of failures, their expected duration, reduction of capacity at the points of connection with the gas transmission system, the values of the parameters not conforming to the contractual terms, confirmation of the altered nominations appearing due to failures,

the information on the planned works at gas networks of the gas producer, which may affect the conditions of cooperation with the gas transmission system, with the purpose of agreeing the possible timeframe and duration of the works with the TSO.

5. Direct consumers shall provide to the TSO the information:

related to the results of examination of compliance of a nomination or re-nomination at exit points to the direct consumer,

on volumes of natural gas, designated for individual Network Users, in accordance with provisions of this Code,

on failures in the operation of gas networks of the direct consumer, which may affect the conditions of cooperation with the gas transmission system, containing the information on the causes of failures, their expected duration, reduction of capacity at the points of juncture with the gas transmission system, the values of the parameters not conforming to the contractual terms, confirmation of the altered nominations appearing due to failures,

on the planned works at gas networks of the direct consumer, which may

метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

6. Замовник послуг транспортування передає оператору газотранспортної системи:
інформацію про планові (замовлені) обсяги транспортування природного газу відповідно до положень глави 2 розділу VIII цього Кодексу;

номінації та реномінації обсягів транспортування природного газу відповідно до положень цього Кодексу;

відомості щодо перебоїв на стороні споживача та/або постачальників замовника послуг транспортування, які можуть вплинути на умови роботи газотранспортної системи, у тому числі про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, значення параметрів, які не відповідають договірним умовам, надання відповідних реномінацій на обсяги, які змінюються через появу перебоїв;

для точок входу та точок виходу до/з газотранспортної системи у підключеннях до газотранспортних систем сусідніх країн (міждержавних з'єднань) щочетверга не пізніше 10:00 години ранку прогноз стосовно щоденних обсягів природного газу, що буде подано для транспортування кожної газової доби наступного тижня, строком з понеділка по неділю.

affect the conditions of cooperation with the gas transmission system, with the purpose of agreeing the possible timeframe and duration of the works with the TSO.

6. The transmission services customer shall provide the TSO with the following information:
information on planned (booked) natural gas transmission volumes, in accordance with provisions of chapter 2, Section VIII of this Code,

nominations and re-nominations of the volumes of transmission of natural gas in compliance with the provisions of this Code,

information on failures on the part of the consumer and/or suppliers of the transmission services customer that can affect the operation conditions of the gas transmission system, including the information on the causes of failures, their expected duration, the values of the parameters not conforming to the contractual terms, submission of the respective re-nominations for volumes that change due to failures,

for entry and exit points to/from the gas transmission system at connections with gas transmission systems of neighboring countries (interstate connections), each Thursday, not later than 10:00, - prognosis of every day volumes of natural gas that will be supplied for transmission on each gas day of the following week, from Monday till Sunday.

## XVII. ПРАВИЛА ПОВЕДІНКИ НА ВИПАДОК ВИНИКНЕННЯ ЗБОЇВ У РОБОТІ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ ТА ПОРУШЕННЯ БЕЗПЕКИ ПОСТАЧАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

### 1. Загальні умови

## XVII. PROCEDURE IN CASE OF FAILURES IN THE OPERATION OF THE GAS TRANSMISSION SYSTEM AND VIOLATION OF SAFETY OF THE NATURAL GAS DELIVERY

### 1. General provisions

1. У разі виникнення аварії або надзвичайної ситуації, яка викликає загрозу безпеці функціонування газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи негайно вживає заходів, які мають на меті усунення аварійної ситуації, а також поновлення належної роботи газотранспортної системи відповідно до Національного плану дій, Плану локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій (далі - ПЛАС), розробленого відповідно до вимог Закону України "Про об'єкти підвищеної небезпеки", Кодексу цивільного захисту України та чинного законодавства.

2. У разі виникнення кризової ситуації або якщо існує загроза безпеці населення, небезпека руйнування газотранспортної системи, газосховища чи загроза цілісності газотранспортної системи оператор газотранспортної системи вживає заходів, передбачених правилах про безпеку постачання природного газу та Національному плані дій.

3. Оператор газотранспортної системи негайно має повідомити замовників послуг транспортування, прямих споживачів, операторів газорозподільних систем, оператора LNG про виникнення аварії, надзвичайної ситуації або кризової ситуації, яка може впливати на роботу їх пристроїв, установок або мереж, зокрема про очікуваний час тривалості та період обмежень у транспортуванні природного газу.

4. У разі виникнення аварії або надзвичайної ситуації оператор газотранспортної системи має право не приймати у точках входу для транспортування природний газ або не транспортувати природний газ у точки виходу, якщо це може спричинити загрозу безпеці функціонування газотранспортної системи, здоров'ю або життю людей, природному середовищу або шкоду майну.

5. У разі виникнення аварії або надзвичайної ситуації в газовій мережі прямого споживача, газовидобувного підприємства, оператора газорозподільної системи, оператора газосховищ, оператора LNG, яка може спричинити обмеження в доставці або одержанні природного газу, сторона договору транспортування природного газу, яка перша отримає таку інформацію, зобов'язана негайно повідомити іншу сторону про цей

1. In case of emergency or emergency situation causing a threat to the operation of the gas transmission system, the TSO shall immediately take measures to eliminate the emergency and restore the proper operation of the gas transmission system in accordance with the National action Plan Plan for Localization and Liquidation of Emergency Situations and Emergencies (hereinafter – the PLLESE), developed in accordance with the requirements of the Law of Ukraine “On Facilities of High Hazard”, the Code of Civil Defense of Ukraine and applicable legislation.

2. In case of a crisis situation or if there is a threat to the safety of people, threat of destruction of the gas transmission system, gas storage or threat to the integrity of the gas transmission system, the TSO shall take actions, envisaged by Safety Rules of Supply and National Action Plan.

3. The TSO shall immediately inform the Network Users, direct consumers, gas DSOs, LNG facility operator about the emergency, emergency situation or crisis situation, which can affect operation of their devices, equipment and networks, in particular about the expected duration and the period of restrictions on natural gas transmission

4. In case of emergency or emergency situation, the TSO has a right not to accept at entry points the natural gas for transmission or shall not transport the natural gas at the exit point, should this cause a threat to the operation of the gas transmission system, human health or life of people, environment or damage to property.

5. In case of emergency or emergency situation in the gas network of the direct consumer, gas producer, gas DSO, gas storage facility operator, LNG facility operator, which may cause restrictions on the delivery or reception of natural gas, the party to the natural gas transmission agreement that is the first to receive such information, shall immediately notify the other party of this fact. The Network User shall immediately notify the TSO of the

факт. Замовник послуг транспортування зобов'язаний негайно повідомити оператора газотранспортної системи про очікуваний час тривалості та обсяг обмежень.

6. В аварійній або кризовій ситуації замовник послуг транспортування зобов'язаний співпрацювати з оператором газотранспортної системи.

7. Реагування на надзвичайні ситуації та ліквідація їх наслідків здійснюються оператором газотранспортної системи відповідно до вимог розділу VI Кодексу цивільного захисту України.

expected time of duration and scope of restrictions.

6. In emergency or crisis situation, the Network User shall cooperate with the TSO.

7. Response to emergency situations and liquidation of their aftermath shall be carried out by the TSO in compliance with requirements of Section VI of the Code of Civil Defense of Ukraine.

## XVIII. ПАРАМЕТРИ ТЕХНІЧНОЇ ТА ВІЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ГАЗОТРАНСПОРТНІЙ СИСТЕМІ ТА ЇХ ПУБЛІЧНІСТЬ

## XVIII. PARAMETERS OF TECHNICAL AND AVAILABLE CAPACITY IN THE GAS TRANSMISSION SYSTEM AND THEIR AVAILABILITY

### 1. Порядок розрахунку величини технічної та вільної потужності в газотранспортній системі

### 1. Procedure for calculation of technical and available capacity in the gas transmission system

1. Величина технічної (пропускної) потужності в певній точці виходу/входу газотранспортної системи визначається як максимально можливе перетікання об'єму природного газу за стандартних умов у цій точці з урахуванням одночасності роботи газоспоживаючого обладнання, цілісності системи та вимог щодо її експлуатації. Величина технічної потужності відображає максимальний обсяг потужності в певній точці виходу/входу газотранспортної системи, право користування якою оператор газотранспортної системи може надати замовникам послуги транспортування та/або іншим суб'єктам ринку природного газу, об'єкти яких підключені до газотранспортної системи, з гарантією реалізації такого права.

1. The value of technical (put-through) capacity at a certain exit / exit point to the gas transmission system is defined as the maximum possible volume flow of natural gas under standard conditions at this point considering simultaneity of gas consumption equipment, system integrity and requirements for its operation. The value of technical capacity reflects the maximum capacity volume at a certain exit / entry point of the ga transmission system, the utilization right over which the TSO may offer to the Network Users and / or other entities of the natural gas market, whose facilities are connected to the gas transmission system, with the guarantee of utilization of this right.

2. Визначення технічної (пропускної) потужності газотранспортної системи в певній точці виходу/входу здійснюється на підставі чинної проєктної документації шляхом гідравлічного розрахунку газопроводу, що виконується, у порядку, визначеному "Общесоюзными нормами

2. Determination of technical (put-through) capacity of gas transmission system at a certain exit / entry point is conducted on the basis of the project documentation by hydraulic calculation of the gas pipeline that runs under the procedure established in "Общесоюзными нормами

технологического проектирования. Магистральные трубопроводы" (ОНТП 51-1-85), затвердженими наказом Міністерства газової промисловості СРСР від 29 жовтня 1985 року N 255.

3. Величина вільної потужності для забезпечення нових приєднань (резервної потужності) у певній точці виходу/входу газотранспортної системи визначається як різниця між технічною потужністю в цій точці виходу/входу та величиною потужності, яка замовлена по цій точці технічними умовами та договорами на приєднання. Величина вільної потужності для забезпечення нових приєднань (резервної потужності) є частиною технічної потужності, право користування якою ще не закріплено технічними умовами і договорами на приєднання.

4. Величина вільної потужності для забезпечення транспортування природного газу, належного замовнику послуги транспортування через певну точку входу/виходу газотранспортної системи, визначається як різниця між технічною (пропускною) потужністю в цій точці входу/виходу та законтрактованими об'ємами (обсягами) природного газу всіма замовниками послуги транспортування. Величина вільної потужності для забезпечення транспортування природного газу газотранспортної системи є частиною технічної потужності, право користування якою ще не закріплено технічними умовами і договорами транспортування природного газу та не використовується в повному обсязі замовниками послуг транспортування.

## 2. Порядок опублікування параметрів потужності в газотранспортній системі

1. Оператори газотранспортної системи зобов'язані на власному вебсайті в мережі Інтернет оприлюднювати інформацію про величини технічної та вільної потужності, у тому числі вільної потужності для забезпечення нових приєднань (величини резервної потужності).

технологического проектирования. Магистральные трубопроводы" (ОНТП 51-1-85 ) approved by the Ministry of Gas Industry of the USSR of October 29, 1985 N 255.

3. The amount of available capacity for new connections (reserve capacity) at a certain exit / entry point to the gas transmission system is defined as the difference between technical capacity at this exit/entry point the capacity ordered for this point by technical specifications and connection agreements. The value of the available capacity for new connections (reserve capacity) is part of the technical capacity, the utilization right for which has not yet been secured in technical specifications and connection agreements.

4. The value of the available capacity for transmission of natural gas owned by the transmission service client is defined as the difference between technical (put-through) capacity at that point entry/exit and the volumes of natural gas contracted by all Network Users. The available capacity for transporting natural gas of the transmission system is part of the technical capacity, the utilization right for which is not yet determined by technical specifications and natural gas transmission agreements and not used in full by the Network Users.

## 2. The procedure for publication of capacity parameters of the gas transmission system

1. TSOs are required to publish information on technical and available capacity on its website on the Internet, including available capacity for new connections (reserve capacity).

2. Інформація має містити величини технічної та вільної (резервної) потужності в розрізі календарних місяців, включаючи дані попередніх трьох років, та на регулярній основі оновлюватися щомісяця. Дані щодо газорозподільної станції мають містити диспетчерську назву газорозподільної станції з прив'язкою до населеного пункту.

3. Зазначена інформація не є вихідними даними для проєктування газових мереж, а також для проведення взаєморозрахунків та може використовуватися виключно для попереднього оцінювання перспектив та ризиків.

2. The information shall include technical and available (reserve) capacity in terms of calendar months, including data of the previous three years, and shall be regularly updated monthly. Data on gas distribution station shall include the operating name of the gas distribution station with regard to the settlement.

3. The above information is not basic data for the design of gas networks, nor for the settlements of mutual accounts and may be used only for preliminary assessment of the prospects and risks.

4. Замовники приєднання та замовники послуги транспортування чи інші суб'єкти ринку природного газу, об'єкти яких підключені до газотранспортної системи, мають право звернутися до оператора газотранспортної системи з метою роз'яснення інформації, розміщеної на вебсайті оператора газотранспортної системи.

4. Connection Users and Network Users or other natural gas market entities whose facilities are connected to the gas transmission system have the right to apply to the TSO to clarify information published on the web site of the TSO.

5. За зверненням вищезазначених замовників чи суб'єктів ринку природного газу оператор газотранспортної системи зобов'язаний протягом 5 (п'яти) робочих днів надати інформацію щодо величин технічної та/або вільної потужності в певній фізичній точці входу/виходу газотранспортної системи, визначеній замовником (суб'єктом ринку природного газу). При цьому інформація щодо величин потужності на газорозподільній станції надається на безоплатній основі, інформація щодо величин потужності в іншій фізичній точці виходу/входу газотранспортної системи надається протягом зазначеного терміну після сплати послуги оператора газотранспортної системи з гідравлічного розрахунку в зазначеній фізичній точці входу/виходу.

5. At the request of the aforementioned Users or the entities of the natural gas market, the TSO shall within five (5) business days provide information on the technical and / or available capacity at a certain physical entry / exit point to the gas transmission system as indicated by the client (entity of the natural gas market). The information regarding capacity at gas distribution station is provided free of charge, information about capacity at another physical exit / entrance point to the gas transmission system is provided within the specified timeline after the payment for the service of hydraulic calculation in that physical entry / exit point to the TSO.

# XIX. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕННЯ АУКЦІОНІВ РОЗПОДІЛУ ПОТУЖНОСТІ НА МІЖДЕРЖАВНИХ З'ЄДНАННЯХ

## 1. Загальні умови

1. У точках міждержавного з'єднання потужність розподіляється в рамках аукціону, за винятком випадків, коли застосовується альтернативний механізм розподілу потужності або розподіляється потужність з обмеженнями.

У випадку відсутності вільної потужності в точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях аукціони не проводяться.

Замовникам послуг транспортування надається максимальна технічна потужність точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях з урахуванням вимог щодо цілісності газотранспортної системи, її безпечного та ефективного функціонування. Аукціони, що стосуються одного періоду, на різних точках міждержавного з'єднання розпочинаються одночасно та за однаковим алгоритмом. На кожному аукціоні потужність розподіляється незалежно від інших аукціонів, окрім випадків, коли пропонується нова (збільшена) потужність на більше ніж одному міждержавному з'єднанні.

2. Оператор газотранспортної системи у процесі розподілу потужності на аукціоні пропонує потужність на такі періоди:

1) річна потужність - потужність визначеного обсягу, доступна строком не менше ніж 5 років і не більше ніж 15 років, наступних за газовим роком, у якому відбувся розподіл потужності, з постійним потоком на кожну добу протягом кожного з газових років, на які була розподілена потужність;

2) квартальна потужність - потужність визначеного обсягу, доступна строком щонайменше на 1 газовий квартал газового року, у якому

# XIX. PROCEDURE OF CAPACITY ALLOCATION AUCTIONS AT THE CROSSBORDER POINTS

## 1. General terms

1. At interconnection points the capacity is allocated within the auction, except when an alternative mechanism of capacity allocation is applied or the capacity with restrictions.

In case of absence of available capacity at the entry or exit points at interconnections, auctions are not held.

Network users are provided with the maximum technical capacity of entry / exit points at interconnections, taking into account the requirements for the integrity of the gas transmission system, its safe and efficient functioning. Auctions that concern the same period, at different interconnection points shall be started simultaneously and in accordance with the same algorithm. At each auction, capacity is allocated independently of other auctions, except when incremental capacity is offered on more than one interconnection.

2. TSO in the process of capacity allocation at auction shall offer capacity for the following periods:

1) annual capacity - capacity of a certain volume, available for a period of not less than 5 years and not more than 15 years following the gas year in which the capacity allocation occurred, with a constant flow for each day during each of the gas years for which capacity was allocated;

відбувся розподіл потужності, з постійним потоком на кожну добу протягом будь-якого кварталу (квартали газового року починаються 01 жовтня, 01 січня, 01 квітня або 01 липня відповідно);

3) місячна потужність - потужність визначеного обсягу, доступна строком на 1 газовий місяць, наступний за газовим місяцем, у якому відбувся розподіл потужності, з постійним потоком на кожну добу протягом газового місяця (місяці починаються кожного першого дня газового місяця);

4) потужність на добу наперед - потужність визначеного обсягу, доступна строком на 1 газову добу, наступну за газовою добою, у якій відбувся розподіл потужності, з постійним потоком протягом газової доби;

5) потужність протягом газової доби - потужність визначеного обсягу, доступна з певного часу протягом газової доби і до часу закінчення газової доби з постійним потоком. При цьому одиниця виміру потужності протягом доби - тис куб. м/добу.

3. Оператор газотранспортної системи пропонує вільні потужності, у тому числі у формі об’єднаної потужності на точках входу/виходу на міждержавних з’єднаннях, окремо для кожного виду потужності:

1) гарантованої потужності, у тому числі нової (збільшеної) потужності;

2) переривчастої потужності;

3) потужності з обмеженнями з урахуванням особливостей, визначених розділом IX цього Кодексу.

4. Якщо розподілена потужність є гарантованою, оператор газотранспортної системи зобов’язується надавати право користування визначеним обсягом потужності на постійній основі.

2) quarterly capacity – capacity of defined amount, available for at least one gas quarter of the gas year in which the capacity allocation occurred, with a constant flow for each day during any quarter (quarters of gas year begin on October 01, January 01, April 01, or July 01, respectively);

3) monthly capacity - capacity of a defined amount, available for a period of 1 gas month, following the gas month in which the capacity allocation took place, with a constant flow for each day during the gas month (months start on the first day of the gas month);

4) day-ahead capacity - capacity of defined amount, available for 1 gas day, following the gas day in which the capacity allocation took place, with a constant flow during the gas day;

5) within-day - capacity of defined amount, available from a certain time during the gas day and until the end of the gas day with a constant flow. In this case, the unit of measurement of capacity during the day - thousand cubic meters. m / day.

3. TSO shall offer available capacity, including in the form of bundled capacity at points of entry / exit at interconnections, separately for each type of capacity:

1) firm capacity, including incremental capacity;

2) interruptible capacity;

3) capacity with restrictions, taking into account the peculiarities specified in Section IX of this Code.

4. If the allocated capacity is firm, TSO shall provide the right to use the specified capacity on a permanent basis.

Якщо розподілена потужність є переривчастою, оператор газотранспортної системи зобов’язується докласти максимальних зусиль для надання права користування визначеним обсягом потужності, якщо для цього є технічна можливість, але має право в будь-який час (із додержанням мінімального часу повідомлення про переривання) перервати надання послуги, якщо транспортування технічно неможливе.

Потужність з обмеженнями надається оператором газотранспортної системи відповідно до глави 8 розділу IX цього Кодексу.

Нова (збільшена) потужність надається оператором газотранспортної системи відповідно до положень розділу XX цього Кодексу.

5. Процедура передачі потужності для точок входу/виходу на міждержавних з’єднаннях визначена главою 9 розділу IX цього Кодексу.

6. Оператор газотранспортної системи оприлюднює на своєму вебсайті перелік відповідних точок міждержавного з’єднання, обсяг технічної та вільної потужності, іншу інформацію відповідно до глави 2 розділу XVIII цього Кодексу. Під час оприлюднення такої інформації оператор газотранспортної системи зазначає про точки входу/виходу, для яких відповідно до технічних можливостей або обмежень обсяг та вид потужності може відрізнятися в окремі періоди газового року.

7. Не менше ніж 20 % існуючої технічної потужності в кожній точці міждержавного з’єднання відкладається і пропонується в порядку, визначеному пунктом 8 цієї глави. У випадку якщо вільна потужність є меншою ніж 20 %, то відкладається вся вільна потужність, яка має бути запропонована для розподілу згідно з підпунктом 2 пункту 8 цієї глави, а решта відкладеної потужності має бути запропонована відповідно до підпункту 1 пункту 8 цієї глави.

If the allocated capacity is interruptible, TSO undertakes to make every effort to provide the right to use a certain amount of capacity, if there is technically possibility, but is entitled to interrupt the provision of service at any time (subject to a minimum interruption notice time). if transmission is not technically possible.

Capacity with restrictions is provided by TSO in accordance with Chapter 8 of Section IX of this Code.

Incremental capacity is provided by TSO in accordance with the provisions of Section XX of this Code.

5. The procedure for capacity transfer to entry / exit points at interconnections is defined in Chapter 9 of Section IX of this Code.

6. TSO shall publish on its web site a list of relevant interconnection points, the amount of technical and available capacity, and other information in accordance with Chapter 2 of Section XVIII of this Code. In making such information public, TSO shall indicate about the entry / exit points for which, depending on technical possibilities or restrictions, the amount and type of capacity may differ in different periods of the gas year.

7. Not less than 20% of the existing technical capacity at each interconnection point shall be deferred and offered in the manner specified in paragraph 8 of this Chapter. In the event that available capacity is less than 20%, then all available capacity shall be deferred, which shall be offered for allocation in accordance with subparagraph 2 of paragraph 8 of this Chapter and the rest of deferred capacity shall be offered in accordance with subparagraph 1 of paragraph 8 of this Chapter.

8. Будь-яка відкладена потужність згідно з пунктом 7 цієї глави має бути запропонована в такому порядку:

1) не менше ніж 10 % технічної потужності в кожній точці міждержавного з'єднання пропонується не раніше ніж на аукціоні розподілу річної потужності на п'ятий газовий рік, що передує початку відповідного газового року; та

2) не менше ніж 10 % технічної потужності в кожній точці міждержавного з'єднання пропонується не раніше ніж проводиться щорічний аукціон з розподілу квартальної потужності протягом газового року, що передує початку відповідного газового року.

9. У випадку нової (збільшеної) потужності не менше ніж 10 % від нової (збільшеної) технічної потужності в кожній точці міждержавного з'єднання відкладається та пропонується не раніше ніж на щорічному аукціоні розподілу квартальної потужності, який проводиться протягом газового року, що передує початку відповідного газового року.

При визначенні чи зміні обсягу технічної потужності, зазначеного в підпунктах 1 і 2 пункту 8 цієї глави та абзаці першому цього пункту, оператор газотранспортної системи погоджує рішення щодо визначення чи зміни такого обсягу технічної потужності з Регулятором.

Потужність фізичних точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях, яку в майбутньому планується збільшити, або потужність фізичних точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях, які планується створити в майбутньому, визначається оператором газотранспортної системи в рамках процесу нової (збільшеної) потужності відповідно до розділу XX цього Кодексу.

10. Право користування потужністю надається оператором газотранспортної системи замовникам послуг транспортування на підставі договору транспортування природного газу.

8. Any deferred capacity in accordance with paragraph 7 of this chapter shall be offered in the following order:

1) not less than 10% of the technical capacity at each interconnection point is offered not earlier than at the yearly capacity allocation auction for the fifth gas year preceding the beginning of the respective gas year; and

2) not less than 10% of the technical capacity at each interconnection point is offered no earlier than the annual quarterly capacity allocation auction during the gas year preceding the beginning of the respective gas year.

9. In the case of incremental capacity, not less than 10% of the incremental technical capacity at each interconnection point shall be deferred and offered no earlier than at the annual quarterly capacity allocation auction held during the preceding gas year relevant gas year.

In determining or modifying the amount of technical capacity referred to in subparagraphs 1 and 2 of paragraph 8 of this Chapter and in paragraph 1 of this paragraph, TSO shall agree on the determination or modification of such technical capacity with the Regulator.

The capacity of physical entry / exit points at interconnections that are planned to be increased in the future, or the capacity of physical entry / exit points at interconnections that are planned to be created in the future, is determined by TSO within the incremental capacity process, respectively to section XX of this Code.

10. The right to use the capacity is granted by TSO to network users on the basis of the natural gas transport contract.

В окремому додатку до договору транспортування природного газу зазначаються точки входу/виходу, обсяг розподіленої (договірної) потужності, вид потужності та період її користування.

11. Реалізація права користування будь-яким видом потужності може бути обмежена оператором газотранспортної системи на період проведення планових ремонтних робіт у газотранспортній системі, виникнення аварій чи аварійних ситуацій та/або ліквідації їх наслідків, а також впровадження обмежень згідно з положеннями цього Кодексу та чинного законодавства.

12. Аукціони розподілу потужностей на міждержавних з'єднаннях проводяться у строки, визначені в календарі аукціонів Європейської мережі операторів газотранспортних систем (календар ENTSOG). Календар аукціонів розподілу потужностей на міждержавних з'єднаннях розміщується на вебсайті оператора газотранспортної системи у триденний строк з дня публікації календаря ENTSOG Європейською мережею операторів газотранспортних систем (ENTSOG).

У разі відсутності відповідного строку, визначеного в календарі ENTSOG, аукціони розподілу річної, квартальної та місячної потужності проводяться відповідно до таких строків:

1) початок аукціону розподілу річної потужності - перший понеділок липня відповідного року;

2) початок аукціонів розподілу квартальної потужності:

для перших квартальних аукціонів (I-IV квартали) - перший понеділок серпня;

для других квартальних аукціонів (II-IV квартали) - перший понеділок листопада;

A separate annex to the natural gas transport contract specifies the entry / exit points, the amount of allocated (contracted) capacity, the type of capacity and its period of use.

11. The exercise of the right to use any kind of capacity may be restricted by TSO for the period of scheduled repairs in the gas transmission system, the occurrence of accidents or emergencies and / or elimination of their consequences, as well as the introduction of restrictions in accordance with the provisions of this Code and applicable law.

12. Capacity allocation auctions at interconnections shall be held within the time limits specified in the Auction Calendar of the European Network of Transmission System Operators (ENTSOG Calendar). The calendar of capacity allocation auctions at interconnections shall be posted on the website of TSO within three days of the publication of the ENTSOG calendar by the European Network of Transmission System Operators (ENTSOG).

In the absence of an appropriate time limits specified in the ENTSOG calendar, auctions of yearly, quarterly and monthly capacity shall be held in accordance with the following terms:

1) start of the yearly capacity allocation auction - the first Monday of July of the respective year;

2) start of quarterly capacity allocation auctions:

for the first quarterly auctions (I - IV quarters) - the first Monday of August;

for the second quarterly auctions (II - IV quarters) - the first Monday of November;

для третіх квартальних аукціонів (III-IV квартали) - перший понеділок лютого;

для четвертого квартального аукціону (IV квартал) - перший понеділок травня;

3) початок аукціонів розподілу місячної потужності - третій понеділок місяця, що передує місяцю, для якого розподіляється потужність.

13. Аукціон розподілу потужності проводиться на визначених оператором газотранспортної системи та погоджених Регулятором аукціонних платформах, про що оператор газотранспортної системи повідомляє на власному вебсайті.

Оператор газотранспортної системи на власному вебсайті публікує інструкції з порядку доступу та роботи аукціонних платформ українською та англійською мовами.

Для розподілу об’єднаних потужностей міждержавного з’єднання оператор газотранспортної системи та відповідний суміжний оператор газотранспортної системи мають використовувати спільну аукціонну платформу. До 01 січня 2021 року по кожній точці міждержавного з’єднання оператор газотранспортної системи має досягти згоди із суміжними операторами газотранспортних систем щодо використання спільних аукціонних платформ та укласти відповідні договори. Якщо протягом зазначеного строку оператори газотранспортних систем не зможуть належним чином оформити договірні відносини щодо використання спільної аукціонної платформи, то розподіл об’єднаних потужностей не проводиться.

14. Право на участь в аукціоні має будь-який замовник послуг транспортування, який дотримується вимог цього розділу та не має

for the third quarterly auctions (III - IV quarters) - the first Monday of February;

for the fourth quarterly auction (quarter IV) - the first Monday of May;

3) beginning of monthly capacity allocation auctions - the third Monday of the month preceding the month for which capacity is allocated.

13. The capacity allocation auction shall be conducted at the auction platform defined by TSO and approved by the Regulator, about what TSO reports on its own website.

TSO publishes instructions on the order of access and operation of auction platforms in Ukrainian and English on its own website.

TSO and the relevant adjacent TSO shall use a joint auction platform to allocate the bundled capacity of the interconnection. By January 1, 2021, at each interconnection point, TSO shall reach agreement with the adjacent TSOs on the use of joint auction platforms and conclude appropriate agreements. If, within the specified period, TSOs are not able to properly execute the contractual relations regarding the use of the joint auction platform, the allocation of the bundled capacity shall not take place.

14. Any network user shall have the right to participate in the auction, which complies with the requirements of this section and has no overdue debt to TSO for previously rendered services.

простроченої заборгованості перед оператором газотранспортної системи за раніше надані послуги.

15. Для отримання статусу учасника аукціону замовник послуг транспортування зобов’язаний здійснити безкоштовну реєстрацію на аукціонній платформі відповідно до інструкції з порядку доступу та роботи аукціонної платформи.

16. Учасникам аукціону може пропонуватися об'єднана потужність відповідно до положень, визначених у главі 6 розділу XIX цього Кодексу.

17. Обсяг вільної потужності, яка розподіляється в рамках аукціону, визначається оператором газотранспортної системи відповідно до положень цього Кодексу.

Повідомлення про проведення аукціону та величина потужності, яка розподіляється в рамках аукціону, публікуються на вебсайті оператора газотранспортної системи в мережі Інтернет та на вебсайті аукціонної платформи в мережі Інтернет за місяць для річної потужності, за два тижні для потужності I - IV/II - IV/III - IV/IV кварталів відповідного газового року, за тиждень до проведення аукціону для місячної потужності.

Інформування учасників аукціону про величину потужності, яка розподіляється в рамках аукціону потужностей на добу наперед, здійснюється під час відкриття раунду аукціону.

Інформування учасників аукціону про величину потужності, яка розподіляється в рамках аукціону потужностей протягом доби, здійснюється відразу після завершення аукціону потужностей на добу наперед.

18. Оператор газотранспортної системи забезпечує:

15. In order to obtain the status of an auction participant, a network user is obliged to register free of charge on the auction platform in accordance with the instructions on how to access and operate an auction platform.

16. Bidders may be offered bundled capacity in accordance with the provisions set out in Chapter 6 of Section XIX of this Code.

17. The amount of available capacity, that is allocated within the auction, is determined by TSO in accordance with the provisions of this Code.

Notices on auction conducting and the amount of capacity, allocated within the auction, shall be published on the website of TSO on the Internet and on the website of the auction platform on the Internet a month before for yearly capacity, two weeks before for capacity I - IV / II - IV / III - IV / IV quarters of the respective gas year, one week before the auction for monthly capacity.

Informing the bidders on the amount of capacity, which is allocated within the framework of the day-ahead capacity auction, is carried out during the opening of the auction round.

Informing the bidders on the amount of capacity allocated within the day-ahead capacity auction, as soon as the day-ahead capacity auction completion.

18. TSO shall provide:

information support to all bidders on the work with the auction platform;

drawing up and publishing auction schedules in accordance with the requirements of this Code;

інформаційну підтримку всім учасникам аукціону щодо роботи з аукціонною платформою;

складання та оприлюднення графіків проведення аукціонів відповідно до вимог цього Кодексу;

визначення розмірів малого і великого цінових кроків;

конфіденційність інформації про учасників аукціону;

здійснення розподілу потужності за результатами аукціону.

19. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний забезпечити відповідність проведення аукціонів положенням цього розділу.

20. Аукціони проводяться з 08:00 UTC (10:00 за київським часом) до 17:00 UTC (19:00 за київським часом) для зимового часу або з 07:00 UTC (10:00 за київським часом) до 16:00 UTC (19:00 за київським часом) для літнього часу, крім аукціонів розподілу потужності на добу наперед та аукціонів розподілу потужності протягом доби.

21. Раунд аукціону розподілу потужності на добу наперед починається кожного дня о 15:30 UTC (17:30 за київським часом) для зимового часу або 14:30 UTC (17:30 за київським часом) для літнього часу. Подача, відкликання або зміна заявок на потужності на добу наперед повинні здійснюватися з 15:30 UTC до 16:00 UTC (з 17:30 до 18:00 за київським часом) для зимового часу або з 14:30 UTC до 15:00 UTC (з 17:30 до 18:00 за київським часом) для літнього часу.

22. Перший раунд аукціону розподілу потужності протягом доби починається через годину після оприлюднення підсумків останнього аукціону з розподілу потужності на добу наперед (включаючи переривчасту, якщо вона пропонувалася).

Перший раунд закривається о 01:30 UTC (03:30 за київським часом) для зимового часу або 00:30 UTC (03:30 за київським часом) для літнього

determining the size of small and large price steps;

confidentiality of information on the bidders;

carrying out capacity allocation by auction results.

19. TSO shall be obliged to ensure that the auctions comply with the provisions of this section.

20. Auctions are held from 08:00 UTC (10:00 Kyiv time) to 17:00 UTC (19:00 Kyiv time) for winter time or from 07:00 UTC (10:00 Kyiv time) to 16: 00 UTC (19:00 Kyiv time) for daylight saving time, except for the day-ahead capacity allocation auctions and within-day capacity allocation auctions.

21. The day-ahead capacity allocation auction round begins every day at 15:30 UTC (17:30 Kyiv time) for winter time or 14:30 UTC (17:30 Kyiv time) for daylight saving time. Submission, withdrawal or amendment of bids for capacity per day must be effected from 15:30 UTC to 16:00 UTC (17:30 to 18:00 Kyiv time) for winter time or from 14:30 UTC to 15:00 UTC (5:30 pm to 6:00 pm Kyiv time) for daylight saving time.

22. The first round of day-ahead capacity allocation auction shall begin one hour after the publication of results of day-ahead capacity allocation auction in advance (including interrupted if it was offered).

The first round closes at 01:30 UTC (03:30 Kyiv time) for winter time or 00:30 UTC (03:30 Kyiv time) for daylight saving time before the start of the gas era. Successful bidding is effective from 05:00 UTC (07:00 Kyiv time) for winter time or 4:00 UTC (07:00 Kyiv time) for daylight saving time.

The last auction round shall be closed at 00:30 UTC (02:30 Kyiv time) for winter time or 23:30 UTC (02:30 Kyiv time) for the daylight saving time of respective gas day. Each auction round is opened at the beginning of each

часу до початку газової доби. Розподіл за успішними заявками набирає чинності з 05:00 UTC (07:00 за київським часом) для зимового часу або 4:00 UTC (07:00 за київським часом) для літнього часу у відповідну газову добу.

Останній раунд аукціону закривається о 00:30 UTC (02:30 за київським часом) для зимового часу або 23:30 UTC (02:30 за київським часом) для літнього часу відповідної газової доби. Кожен раунд аукціону відкривається на початку кожної години відповідної газової доби, при цьому тривалість кожного раунду аукціону складає 30 хвилин з моменту відкриття раунду. За умови, що заявки були прийняті, потужність повинна бути розподілена протягом 30 хвилин після закриття раунду.

Розподіл за заявками, за якими укладені угоди, набирає чинності з 05:00 UTC (07:00 за київським часом) для зимового часу або 4:00 UTC (07:00 за київським часом) для літнього часу у відповідну газову добу.

23. Для розподілу потужності на річні/квартальні/місячні періоди застосовується алгоритм зростаючого аукціону.

Для розподілу потужності на добу наперед/протягом доби застосовується алгоритм єдиної ціни.

24. Учасники аукціону мають право брати участь в одному або декількох аукціонах по кожній точці міждержавного з'єднання.

25. Узагальнені результати аукціону (крім аукціону розподілу потужностей протягом доби) публікуються оператором газотранспортної системи не пізніше наступного робочого дня після закриття аукціону на своєму вебсайті.

Узагальнені результати аукціону розподілу потужностей протягом доби публікуються оператором газотранспортної системи на своєму вебсайті до завершення доби, в якій проводилися аукціони.

hour of the respective gas day, with the duration of each auction round being 30 minutes from the opening of the round. If applications have been accepted, capacity shall be allocated within 30 minutes after the closing of the round.

The allocation by bids, under which agreements are concluded, is entered into force from 05:00 UTC (07:00 Kyiv time) for winter time or 4:00 UTC (07:00 Kyiv time) for daylight saving time.

23. Ascending clock auction algorithm shall apply to allocate capacity for yearly / quarterly / monthly periods. Uniform-price auction algorithm shall apply to day-ahead or within-day capacity allocation.

24. Bidders shall have the right to participate in one or several auctions at each interconnection point.

25. The generalization on auction results (excluding the within-day capacity allocation auction) shall be published by TSO on its website not later than the next business day after the auction closes.

The generalization information on results of within-day capacity allocation auction shall be published by TSO on its website before the end of the day in which auction took place.

In case of incremental capacity is offered at an auction,, information on the obligations of network users regarding the allocated capacity, including information on the occurrence of conditions for the repeated auction in accordance with paragraph 3 of Chapter 4 of Section XX of this Code, shall be provided no later than the next business day after the close of the auction round at the same time for all bidders, who participated in the respective auction. Economic test results shall be submitted no later than 2 business

У випадку пропозиції нової (збільшеної) потужності на аукціоні інформація про зобов’язання замовників послуг транспортування щодо розподіленої потужності, включаючи інформацію щодо настання умов для проведення повторного аукціону відповідно до пункту 3 глави 4 розділу XX цього Кодексу, має бути надана не пізніше ніж на наступний робочий день після закриття раунду аукціону одночасно для всіх учасників аукціону, що брали участь у відповідному аукціоні. Результати економічних тестів мають бути надані не пізніше 2 робочих днів після закриття раунду аукціону одночасно для всіх учасників аукціону, що брали участь у відповідному аукціоні.

26. Доступ до потужностей, розподілених у рамках аукціону, отримують учасники аукціону виключно за результатами проведеного аукціону, передбаченого цим розділом.

Оператор газотранспортної системи надає замовникам послуг транспортування, які беруть участь в аукціонах на добу наперед, можливість автоматично включити дійсні заявки, за якими не були укладені угоди, у наступний аукціон на потужності протягом доби.

27. Учасник аукціону, який за результатами аукціону отримав доступ до розподілу потужності, зобов’язаний здійснити оплату аукціонної премії:

для аукціонів розподілу річної або квартальної потужності – у строк до 10 робочих днів після оголошення результатів аукціону;

для аукціонів розподілу місячної потужності або потужності на період однієї газової доби – у строк оплати вартості розподіленої потужності.

Розмір аукціонної премії визначається як добуток обсягу потужності (до якої за результатами аукціону надано доступ) на кількість газових діб у періоді користування цією потужністю та аукціонної надбавки.

days after the close of the auction round at the same time for all bidders, who participated in the respective auction.

26. Access to the capacity allocated within the auction shall be obtained by the bidders exclusively on the basis of the results of the auction provided for in this section.

TSO shall provide network users participating in the day-ahead auctions with the opportunity to include automatically valid bids, under which agreements were not concluded, in the next within-day capacity auction.

27. An auction participant who has gained access to capacity allocation as a result of the auction is obliged to pay the auction premium:

for annual or quarterly capacity allocation auctions - within 10 working days after the announcement of the auction results;

for auctions of monthly capacity allocation or capacity for the period of one gas day - within the term of payment of the cost of allocated capacity.

The amount of the auction premium is defined as the product of the amount of capacity (to which the results of the auction provided access) on the number of gas days in the period of use of this capacity and the auction markup.

An auction participant who has gained access to capacity allocation as a result of the auction shall not have the right to refuse the allocation of such capacity.

Учасник аукціону, який за результатами аукціону отримав доступ до розподілу потужності, не має права відмовитися від розподілу такої потужності.

28. Оператор газотранспортної системи зобов’язаний використовувати аукціонну премію виключно як джерело для компенсації витрат на оплату послуг адміністратора аукціонної платформи та/або фінансування плану розвитку газотранспортної системи.

## 2. Визначення обсягів потужностей, які пропонуються на аукціоні

1. Обсяг вільної потужності, яка реалізується за допомогою аукціону, визначається оператором газотранспортної системи. У рамках аукціонів відповідно до пунктів 2-6 цієї глави вільна потужність може пропонуватися, у тому числі, як об’єднана потужність.

2. Оператор газотранспортної системи пропонує на аукціоні розподілу потужності на річні періоди вільну потужність щонайменше на найближчі 5 років, але не більше ніж на найближчі 15 років.

У випадку коли пропонується нова (збільшена) потужність, рівні пропозиції можуть пропонуватися на аукціонах розподілу річної потужності на максимальний строк, який не може перевищувати 15 років після введення в експлуатацію такої потужності.

Потужність, що пропонується на аукціоні розподілу потужності на річні періоди (P), визначається за формулою

$$P = A - B - C + D + E - F,$$

28. TSO is obliged to use the auction premium exclusively as a source of compensation of the costs for the auction platform administrator's services and / or to finance the gas transmission system development plan.

## 2. Determination of capacity amounts offered at auction

1. The amount of available capacity that is sold through an auction shall be determined by TSO. Within auctions in accordance with paragraphs 2 to 6 of this chapter available capacity may be offered, including as bundled capacity.

2. TSO shall offer available capacity at capacity allocation auction for at least the next 5 years, but not more than for the next 15 years.

Where incremental capacity is offered, equal bids may be offered at auctions of yearly capacity allocation for a maximum term not exceeding 15 years after such capacity has been commissioned.

Capacity offered at the yearly capacity allocation auction (P) is determined by the formula

$$P = A - B - C + D + E - F,$$

where A is the technical capacity of entry or exit points at interconnections;

B - for annual auctions of yearly capacity allocation where capacity is offered for the next five years, this is the amount of technical capacity (A) deferred in accordance with paragraph 8 of Chapter 1 of this section; for

д A е - технічна потужність точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

B - для щорічних аукціонів з розподілу річної потужності, на яких пропонується потужність на наступні п’ять років, це обсяг технічної потужності (A), відкладений відповідно до пункту 8 глави 1 цього розділу; для щорічних аукціонів з розподілу річної потужності, на яких пропонується потужність на наступні газові роки, які слідують за першими п’ятьма роками, це обсяг технічної потужності (A), відкладений відповідно до пункту 8 глави 1 цього розділу;

C - розподілена (договірна) потужність у попередні періоди, скоригована на обсяг потужності, що повторно пропонується відповідно до діючих процедур врегулювання перевантажень;

D - додаткова потужність, яку було отримано за рахунок процедури, визначеної главою 2 розділу XV цього Кодексу;

E - у разі наявності нова (збільшена) потужність для такого року, включена до відповідного рівня пропозиції;

F - у разі наявності обсяг нової (збільшеної) потужності (E), відкладеної відповідно до пункту 9 глави 1 цього розділу.

Аукціон розподілу річної потужності проводиться один раз на рік.

3. Потужність, що пропонується на аукціоні розподілу потужності на квартальні періоди (K), визначається за формулою

$$K = A - C + D,$$

annual yearly capacity allocation auctions where capacity is offer for next gas years following the first five years, this is the amount of technical capacity (A) deferred in accordance with paragraph 8 of Chapter 1 of this section;

C - allocated (contracted) capacity in previous periods, adjusted for the amount of capacity that is repeatedly offered in accordance with current congestion management procedures;

D - the additional capacity obtained from the procedure specified in Chapter 2 of Section XV of this Code;

E - if there is an incremental capacity for such a year, included in the appropriate offer level;

F - in the case of incremental capacity (E) deferred in accordance with paragraph 9 of Chapter 1 of this section.

The yearly capacity allocation auction is held once a year.

3. The capacity offered at the quarterly capacity allocation auction (K) is determined by the formula

$$K = A - C + D,$$

where A is the technical capacity of the physical points of entry or exit at interconnections;

C - allocated (contracted) capacity in previous periods, adjusted for the amount of capacity that is repeatedly offered in accordance with current congestion management procedures;

де A - технічна потужність фізичних точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

C - розподілена (договірна) потужність у попередні періоди, скоригована на обсяг потужності, що повторно пропонується відповідно до діючих процедур врегулювання перевантажень;

D - додаткова потужність, яку було отримано за рахунок процедури, визначеної главою 2 розділу XV цього Кодексу.

Чотири аукціони розподілу квартальної потужності проводяться кожного газового року.

4. Потужність, що пропонується на аукціоні на місячні періоди (M), визначається за формулою

$$M = A - C + D,$$

де A - технічна потужність фізичних точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

C - розподілена (договірна) потужність у попередні періоди, скоригована на обсяг потужності, що повторно пропонується відповідно до діючих процедур врегулювання перевантажень;

D - додаткова потужність, яку було отримано за рахунок процедури, визначеної главою 2 розділу XV цього Кодексу.

Аукціон розподілу місячної потужності проводиться раз на місяць.

5. Потужність, яка пропонується на аукціоні розподілу потужності для потужності на добу наперед (Дн), визначається за формулою

D is the additional capacity obtained from the procedure specified in Chapter 2 of Section XV of this Code.

Four quarterly capacity allocation auctions are held each gas year.

4. Capacity offered at auction for monthly periods (M) is determined by the formula

M = A - C + D,

where A is the technical capacity of the physical entry or exit points at interconnections;

C - allocated (contracted) capacity in previous periods, adjusted for the amount of capacity that is repeatedly offered in accordance with current congestion management procedures;

D is the additional capacity obtained from the procedure specified in Chapter 2 of Section XV of this Code.

The monthly capacity allocation auction is held once a month.

5. The capacity offered at a capacity allocation auction for day-ahead capacity (Da) is determined by the formula

Da = A - C + D,

where A is the technical capacity of the entry / exit point on the interconnection;

$$Дн = A - C + D,$$

де A - технічна потужність точки входу/виходу на міждержавному з'єднанні;

C - розподілена (договірна) потужність у попередні періоди, скоригована на обсяг потужності, що повторно пропонується відповідно до діючих процедур врегулювання перевантажень;

D - додаткова потужність, яку було отримано за рахунок процедури, визначеної главою 2 розділу XV цього Кодексу.

Аукціон розподілу потужності на добу наперед проводиться один раз на добу.

6. Потужність, яка пропонується на аукціоні розподілу потужності для потужності протягом газової доби (пД), визначається за формулою

$$пД = A - C + D,$$

де A - технічна потужність точки входу/виходу на міждержавному з'єднанні;

C - розподілена (договірна) потужність у попередні періоди, скоригована на обсяг потужності, що повторно пропонується відповідно до діючих процедур врегулювання перевантажень;

D - додаткова потужність, яку було отримано за рахунок процедури, визначеної главою 2 розділу XV цього Кодексу.

C – allocated (contracted) capacity in previous periods, adjusted for the amount of capacity that is repeatedly offered in accordance with current congestion management procedures;

D is the additional capacity obtained from the procedure specified in Chapter 2 of Section XV of this Code.

The day-ahead capacity allocation auction is carried out once a day.

6. The capacity offered at a capacity allocation auction for within-day capacity (Wd) is determined by the formula

Wd = A - C + D,

where A is the technical capacity of the entry / exit point on the interconnection;

C - allocated (contracted) capacity in previous periods, adjusted for the amount of capacity that is repeatedly offered in accordance with current congestion management procedures;

D - additional capacity obtained from the procedure specified in Chapter 2 of Section XV of this Code.

In the presence of available capacity, within-day capacity allocation auction is held every hour during the gas day.

За наявності вільної потужності аукціон з розподілу потужності протягом доби проводиться щогодини протягом газової доби.

## 3. Алгоритм проведення зростаючого аукціону

1. Під час проведення аукціонів на річні, квартальні і місячні періоди учасники подають ставки на розподіл потужності в кожному раунді аукціону.
2. Перший раунд аукціону починається зі стартової ціни аукціону і триває протягом 3 годин. Наступні раунди тривають протягом 1 години. Перерва між раундами триває 1 годину.
3. Ставка приймається до розгляду, якщо вона надається учасником аукціону і відповідає положенням цього розділу.
4. Ставка учасника аукціону має містити:

1) ідентифікаційні дані учасника аукціону (дані, які присвоюються учаснику аукціону адміністратором платформи при реєстрації);

2) точку входу/виходу міждержавного з'єднання та напрям потоку, що стосується поданої ставки;

3) період розподілу потужності та обсяг потужності на кожний ціновий крок, яку учасник аукціону хоче отримати відповідно до вимог цього розділу, але не більше ніж обсяг потужності, яка пропонується до розподілу на аукціоні;

4) якщо на аукціоні пропонується нова (збільшена) потужність, обсяг потужності для відповідного рівня пропозиції.

5.Учасник аукціону зобов'язаний взяти участь в першому раунді аукціону.

6. Оператор газотранспортної системи надає замовникам послуг транспортування можливість подавати ставку в автоматичному режимі на будь-який ціновий крок.

7. Після закриття відповідного раунду аукціону жодні коригування, скасування чи зміни до дійсних ставок не приймаються. Усі дійсні ставки стають для замовника послуг транспортування зобов'язанням

## 3. Ascending clock auction algorithm

1. During the auctions for the annual, quarterly and monthly periods, bidder submit bid on the capacity allocation in each round of the auction.

2. The first round of the auction begins with the starting price of the auction and lasts for 3 hours. The next rounds last for 1 hour. The break between rounds lasts 1 hour.

3. A bid is taken for consideration if it is provided by the bidder and complies with the provisions of this section.

4. The bid of the bidder shall include:

1) identification of the bidder (data that is assigned to the bidder by the platform administrator when registration);

2) entry / exit point of interconnection and flow direction related to the rate applied;

3) the period of capacity allocation and the amount of capacity for each price step that the bidder wishes to obtain in accordance with the requirements of this section, but not more than the amount of capacity offered at auction;

4) if incremental capacity is offered at the auction, the amount of capacity for the appropriate offer level.

5. The bidder is obliged to take part in the first round of the auction.

забронювати потужність на заявлений обсяг за оголошеною ціною за умови, що кінцева ціна аукціону є тією, що оголошена у відповідному раунді, крім випадку, передбаченого пунктом 18 цієї глави.
8. Ставки можуть вільно подаватися, змінюватися та відкликатися під час раунду аукціону за умови, що всі заявки відповідають вимогам пункту 9 цієї глави. Після закриття відповідного раунду аукціону зміни або скасування ставок не приймаються і ставки є обов'язковими для виконання учасниками аукціону.
9. Ставка учасника аукціону на розподіл потужностей в будь-якому раунді аукціону з великим або малим ціновим кроком не повинна перевищувати ставку в попередньому раунді аукціону, крім випадків, передбачених пунктами 16, 17 цієї глави.
10. Розміри великого цінового кроку і малого цінового кроку публікуються разом з оголошенням про проведення аукціону. Малий ціновий крок має бути кратним великому ціновому кроку.
11. Якщо в першому раунді аукціону сумарний обсяг потужностей, поданих учасниками аукціону, менший або дорівнює потужностям, які пропонуються на аукціоні, аукціон закривається.
12. Якщо в першому або наступному раунді аукціону сума ставок учасників аукціону перевищує обсяги потужності, які пропонуються на аукціоні, проводиться наступний раунд аукціону з ціною, яка дорівнює сумі ціни попереднього раунду і великого цінового кроку.
13. Якщо в другому або наступному раунді аукціону сума ставок учасників аукціону дорівнює обсягам потужностей, які пропонуються на аукціоні, аукціон закривається.
14. Якщо в раунді з великим ціновим кроком сума ставок учасників аукціону менша від обсягів потужностей, які пропонуються на аукціоні, проводиться наступний раунд аукціону з переходом на малий ціновий крок. Ціна в цьому раунді визначається як сума малого цінового кроку та ціни в раунді, який передував раунду, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок. Наступні раунди аукціону з малим ціновим кроком проводяться, поки сума ставок учасників аукціону на потужності буде

6. TSO shall provide network users with an opportunity to bid automatically at any price step.

7. Once the relevant bidding round closes, no modification, withdrawal or variation to valid bids shall be accepted. All valid bids shall become binding commitments of a network user to book capacity to the amount requested per announced price, provided the clearing price of the auction is that which is announced in the relevant bidding round, except in case provided by point 18 of this chapter.

8. Bids may be freely placed, modified and withdrawn during the auction round, provided that all bids meet the requirements of clause 9 of this chapter. After closing the relevant auction round, no changes or cancellation of bids are accepted and bids are mandatory for the bidders.

9. The bid of the bidder for the capacity allocation in any round of the auction with a large or small price step shall not exceed the bid in the previous round of the auction, except in the cases provided for in clauses 16, 17 of this chapter.

10. The sizes of the large price step and the small price step are published together with the announcement of the auction. A small price step shall be a multiple of a large price step.

11. If in the first round of the auction the total volume of capacity submitted by the bidder is less than or equal to the capacity offered at the auction, the auction shall be closed.

12. If in the first or the next round of the auction the sum of bids of the bidders exceeds the amount of capacity offered at the auction, the next round of the auction is held with a price equal to the sum of the price of the previous round and a large price step.

меншою або дорівнюватиме потужностям, які пропонуються на аукціоні.
15. Якщо учасник аукціону брав участь у раунді аукціону, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок, то цей учасник аукціону має право брати участь в раундах аукціону з малим ціновим кроком.
16.Обсяг потужностей, визначених у ставці учасника аукціону в будь-якому раунді аукціону з малим ціновим кроком, повинен дорівнювати або бути меншим за обсяг, визначений у ставці в раунді, який передував раунду, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок. Обсяг потужності, визначеної у ставці учасника аукціону, у будь-якому раунді аукціонів з малим ціновим кроком повинен дорівнювати або бути меншим за обсяг, визначений у ставці попереднього раунду з малим ціновим кроком.
17. Обсяг потужностей, визначених у ставці учасника аукціону, в будь-якому раунді аукціонів з малим ціновим кроком повинен дорівнювати або бути більшим за обсяг, визначений в ставці цього учасника аукціону, в раунді, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок.
18. Якщо в останньому раунді з малим ціновим кроком, який передує переходу до раунду аукціону з великим ціновим кроком, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок, сумарний обсяг ставок перевищує запропоновані на аукціоні потужності, то аукціон закривається. У цьому випадку остаточними є ставка і ціна в останньому раунді аукціону з великим ціновим кроком, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок.
19. Після кожного раунду аукціонів сума всіх ставок учасників аукціону публікується протягом години на аукціонній платформі.
20. Ціна, оголошена для останнього раунду аукціону, є ціною аукціону, крім випадків, передбачених пунктом 18 цієї глави.

21. Якщо аукціон не завершився до початку наступного аукціону з розподілу потужностей на аналогічний період (згідно з календарем аукціону), то перший аукціон закривається, а потужність не

13. If in the second or next round of the auction the amount of bids of the bidders is equal to the amount of capacity offered at the auction, the auction shall be closed.

14. If in the round with a large price step the sum of bids of the bidders is less than the amount of capacity offered at the auction, the next round of the auction is conducted with the transition to a small price step. The price in this round is defined as the sum of the small price step and the price in the round that preceded the round in which the transition to small price step occurred. Next auction rounds with small step price are held until the sum of bids for capacity of bidders is less than or equal to the capacity offered at the auction.

15. If an bidder participated in an auction round in which a transition to a small price step took place, then that bidder shall have the right to participate in the auction rounds with a small price step.

16. The capacity specified in the bid of the bidder in any round of the auction with a small price step shall be equal to or less than the amount determined in the bid in the round preceding the round in which the transition to the small price step took place. The amount of capacity specified in the bid of the bidder in any round of auctions with a small price step shall be equal to or less than the amount determined in the bid of the previous round with a small price step.

17. The amount of capacity determined in the bid of the bidder in any round of auctions with a small price step shall be equal to or greater than the amount determined in the bid of that bidder in the round in which the transition to the small price step took place.

18. If in the last round with a small price step that precedes the transition to the auction stage with a large price step, in which there was a transition to a small price step, the total amount of bids exceeds the offered capacity at the auction, then the auction is closed. In this case, bid and price are final in last

розподіляється. Зазначена потужність розподіляється на наступному відповідному аукціоні.
22. Якщо на аукціоні пропонується нова (збільшена) потужність, то при її розподілі враховуються результати економічного тесту відповідно до глави 6 цього розділу.
23. Після завершення аукціону кінцевий результат аукціону, включаючи сумарний обсяг розподіленої потужності і кінцеву ціну, оприлюднюється. Замовникам послуг транспортування, яким було розподілено потужність на аукціоні, повідомляється обсяг розподіленої потужності. Індивідуальна інформація окремого замовника послуг транспортування про результати акуціону повідомляється виключно такому замовнику не пізніше ніж на наступний робочий день. Така інформація надається одночасно всім учасникам аукціону.
Якщо було розподілено нову (збільшену) потужність, цей пункт застосовується лише до результатів аукціону щодо рівня пропозиції з найбільшим обсягом потужності, який було визначено за результатами позитивного економічного тесту.

## 4. Алгоритм проведення аукціону за єдиною ціною

1. Аукціон за єдиною ціною проводиться в один раунд, протягом якого учасник аукціону має право подати до 10 ставок, які не пов’язані між собою та розглядаються окремо одна від одної.

round of auction with large price step, in which the transition to a small price step took place.

19. After each round of auctions, the sum of all bids of the bidders is published within an hour on the auction platform.

20. The price announced for the last round of the auction shall be the auction price, except in case provided in paragraph 18 of this chapter.

21. If the auction is not completed before the start of the next auction for capacity allocation for the same period (in accordance with the auction calendar), the first auction shall be closed and the capacity shall not be allocated. The specified capacity is allocated at the next appropriate auction.

22. If an incremental capacity is offered at an auction, the results of the economic test shall be taken into account in its allocation in accordance with Chapter 6 of this Section.

23. Upon completion of the auction, the final result of the auction, including the total amount of allocated capacity and the final price, shall be made public. Network users that have been allocated capacity at an auction are notified of the amount of allocated capacity. The individual information of the individual network user on the results of the action is reported exclusively to that network user no later than the next business day. Such information is provided simultaneously to all bidders.

If incremental capacity has been allocated, this paragraph shall apply only to auction results regarding offer level with the highest amount of capacity, which has been determined by results of positive economic test.

## 4. Uniform-price auction algorithm

1. The uniform-price auction algorithm shall be conducted in one round, during which the bidder shall be entitled to bid up to 10 bids unrelated between themselves and considered separately from one another.

2. Оператор газотранспортної системи встановлює рейтинг усіх ставок відповідно до їх заявленої ціни, найвища ціна займає перше місце. У першу чергу потужність надається учаснику аукціону з найвищим рейтингом ціни. Обсяг запропонованої на аукціоні потужності зменшується на обсяг потужності, наданої учаснику аукціону з найвищим рейтингом ціни, після чого процес повторюється для учасника аукціону, який зайняв наступне місце в рейтингу.

3. Ставка учасника аукціону має містити:

1) ідентифікаційні дані учасника аукціону (дані, які присвоюються учаснику аукціону адміністратором платформи при реєстрації);

2) точку входу/виходу міждержавного з'єднання та напрям потоку, що стосується поданої ставки;

3) період розподілу потужності та обсяг, що має бути рівним або меншим ніж обсяг потужності, запропонований на відповідному аукціоні;

4) мінімальний обсяг потужності для відповідного періоду розподілу потужності, який учасник аукціону бажає отримати у випадку, якщо учаснику аукціону не розподіляється потужність, заявлена відповідно до підпункту 3 цього пункту;

5) ціну, яка не повинна бути меншою стартової ціни, що застосовується для відповідного періоду розподілу потужності, яку учасник аукціону готовий заплатити. Ціна, менша стартової ціни, не приймається.

4. Оператор газотранспортної системи упорядковує всі ставки щодо кожного відповідного періоду розподілу потужності відповідно до їх заявленої ціни, найвища ціна займає перше місце.

5. Усі інші ставки на час закриття раунду вважаються обов'язковими до виконання для тих учасників аукціону, яким було розподілено принаймні мінімальний обсяг потужностей, зазначений у ставці відповідно до підпункту 4 пункту 3 цієї глави.

6. При оцінці ставок відповідно до пункту 4 цієї глави потужність повинна бути розподілена між учасниками аукціону залежно від рейтингу їх ціни. Після розподілу потужності згідно з рейтингом ціни,

2. TSO shall rate all bids in accordance with their stated price, where the highest price takes the first place. First of all, capacity is provided to the bidder with the highest price rating. The amount of capacity offered at the auction is reduced by the amount of capacity provided to the bidder with the highest price rating, after that the process is repeated for the bidder who took the next place in the rating.

3. The bid of the bidder shall include:

1) identification data of the bidder (data that is assigned to the bidder by the platform administrator when registration);

2) interconnection entry / exit point and flow direction related to the rate applied;

3) capacity allocation period and amount that shall be equal to or less than the capacity offered at the relevant auction;

4) the minimum amount of capacity for the relevant capacity allocation period which the bidder wishes to obtain in the event if the bidder is not allocated the capacity stated in accordance with subparagraph 3 of this paragraph;

5) the price, which shall not be less than the starting price applied for the respective period of capacity allocation, which the bidder is ready to pay. A price below the starting price is not accepted.

4. TSO shall arrange all bids for each relevant capacity allocation period in accordance with their stated price, the highest price takes the first place.

5. All other bids at the time of the close of the round shall be deemed binding for those bidders who have been allocated at least the minimum capacity specified in the bid in accordance with subparagraph 4 of paragraph 3 of this Chapter.

зазначеної у ставках, потужність, яка залишилась нерозподіленою, розподілу не підлягає.
7. У випадку якщо обсяг потужності за ставкою учасника аукціону перевищує нерозподілену потужність, що залишилася (після розподілу потужності учасникам аукціону, що робили більші ставки), такому учаснику аукціону буде розподілена потужність, що дорівнює нерозподіленій потужності, що залишилася.
8. У випадку якщо у двох або більше ставках вказується однакова ціна, а обсяг потужності, на яку подані ставки, перевищує обсяг нерозподіленої потужності, що залишилася, такий обсяг нерозподіленої потужності розподіляється пропорційно обсягам, вказаним у кожній такій ставці.
9. У випадку якщо обсяг у ставці, який повинен бути розподілений відповідно до пунктів 6, 7 або 8 цієї глави, менше ніж мінімальний обсяг потужності, визначений у ставці відповідно до підпункту 4 пункту 3 цієї глави, ставка не задовольняється, а розподіл потужності здійснюється за ціною наступної ставки відповідно до пункту 6 цієї глави або у випадку однакових цін, визначених у ставках, розподіл повинен бути здійснений між учасниками аукціону відповідно до пункту 8 цієї глави.
10. Коли обсяг, що має бути розподілений за ставками відповідно до пунктів 6, 7, 8 або 9 цієї глави, дорівнює нулю, потужність для таких заявок не розподіляється. Такі ставки не задовольняються.
11. Кінцева ціна визначається як найнижча ціна ставки, що була задоволена, якщо обсяг потужності за поданими ставками перевищує обсяг запропонованої потужності за стартовою ціною. У всіх інших випадках кінцева ціна повинна дорівнювати стартовій ціні.
12. Після завершення аукціону кінцевий результат аукціону, включаючи сумарний обсяг розподіленої потужності і кінцеву ціну, оприлюднюється. Замовникам послуг транспортування, яким було розподілено потужність на аукціоні, повідомляється обсяг розподіленої потужності. Індивідуальна інформація окремого замовника послуг транспортування про результати аукціону повідомляється виключно такому замовнику не пізніше ніж через 30 хвилин після завершення

6. When assessing bids in accordance with paragraph 4 of this chapter, capacity shall be allocated among the bidders, depending on the rating of their price. After the allocation of capacity in accordance with the price rating specified in the bids, capacity remaining as unallocated is not subject to allocation.

7. In case the amount of capacity at the bid of the bidder exceeds the remaining unallocated capacity (after the allocation of the capacity to the bidders who made larger bids), the capacity equal to the unallocated remaining capacity will be allocated to such bidder.

8. Where the same price is specified in two or more bids and the amount of capacity to which the bids are submitted exceeds the amount of capacity remaining unallocated, such amount of unallocated capacity shall be allocated in proportion to the amounts specified in each such bid.

9. If the amount in the bid to be allocated in accordance with paragraphs 6, 7 or 8 of this chapter is less than the minimum amount of capacity specified in the bid in accordance with subparagraph 4 of paragraph 3 of this chapter, the bid shall not be satisfied and the capacity allocation shall be carried out at the price of the next bid in accordance with paragraph 6 of this chapter, or in the case of identical prices specified in the bids, the allocation shall be made between the bidders in accordance with paragraph 8 of this chapter.

10. When the amount to be allocated at bids in accordance with paragraphs 6, 7, 8 or 9 of this Chapter is zero, the capacity for such bids shall not be allocated. Such bids are not satisfied.

11. The final price is defined as the lowest bid price that has been satisfied if the amount of capacity at the bid submitted exceeds the amount of capacity offered at the starting price. In all other cases, the final price shall be equal to the starting price.

аукціону. Така інформація надається одночасно всім учасникам аукціону.

## 5. Розподіл переривчастої потужності

1. Оператор газотранспортної системи розподіляє переривчасту потужність на період більший ніж на добу наперед лише в тому разі, якщо відповідна місячна, квартальна або річна гарантована потужність була розподілена на аукціоні із премією або повністю розподілена, або не пропонувалася до розподілу.
2. Оператор газотранспортної системи пропонує переривчасту потужність на період на добу наперед в обох напрямах в точці міждержавного з'єднання, де відповідна гарантована потужність була розподілена на добу наперед або не була запропонована до розподілу. У тому разі якщо в точці міждержавного з'єднання гарантована потужність пропонується лише в одному напрямі, оператор газотранспортної системи пропонує переривчасту потужність щонайменше на період на добу наперед у зворотному напрямі.
3. Якщо пропонується переривчаста потужність, це не повинно зменшувати обсяг пропонованої до розподілу гарантованої потужності. Забороняється зменшувати обсяг гарантованої потужності, який пропонується до розподілу, для того, щоб збільшити обсяг пропонованої до розподілу переривчастої потужності.
4. Переривчаста потужність розподіляється на аукціоні, за винятком переривчастої потужності на період протягом доби.
5. Переривчаста потужність на період протягом газової доби розподіляється шляхом подачі реномінації/номінації, яка перевищує розподілену потужність.

12. Upon completion of the auction, the final result of the auction, including the total amount of allocated capacity and the final price, shall be made public. Network users that have been allocated capacity at an auction are notified of the amount of allocated capacity. The individual information of the individual network user on the results of the auction is reported exclusively to that network user not later than 30 minutes after the auction ends. Such information is provided simultaneously to all bidders.

## 5. Interruptible capacity allocation

1. TSO shall allocate interruptible capacity for a period longer than one day-ahead only if the corresponding monthly, quarterly or yearly firm capacity was allocated at auction with a premium or fully allocated or not offered for allocation.

2. TSO shall offer interruptible capacity for in both directions at the point of interconnection where an respective firm capacity has been allocated for day-ahead or has not been offered for allocation. In the case where at interconnection point the firm capacity is offered in only one direction, TSO shall offer interruptible capacity for at least a day-ahead in the opposite direction.

3. Where interruptible capacity is offered, this shall not reduce the amount of firm capacity offered for allocation. It is prohibited to reduce the amount of firm capacity offered for allocation in order to increase the amount of interruptible capacity offered for allocation.

4. Interruptible capacity is allocated at auction, except for interruptible capacity for a within-day period.

5. Interruptible capacity for a within-day period shall be allocated by filing a re-nomination / nomination, which exceeds the allocated capacity.

6. The interruptible capacity for within-day period is allocated if the firm capacity (technical capacity or additional capacity) is fully allocated.

6. Переривчаста потужність на період протягом доби розподіляється, якщо гарантована потужність (технічна потужність або додаткова потужність) повністю розподілена.
7. Якщо аукціони проводяться для переривчастої потужності на період довший ніж на період протягом доби, оператор газотранспортної системи повинен, якщо відповідна інформація наявна, оприлюднювати обсяги переривчастої потужності, що пропонується до розподілу, до початку аукціону.
8. Якщо пропонується переривчаста потужність до розподілу, то така потужність повинна бути розподілена на окремому аукціоні після того, як була розподілена гарантована потужність на такий самий період, на який розподіляється переривчаста потужність, але до проведення аукціону розподілу гарантованої потужності на коротший період, за винятком переривчастої потужності на період протягом газової доби.
9. Якщо пропонується для розподілу переривчаста потужність, аукціони розподілу переривчастої потужності проводяться за такою ж процедурою, що й аукціони розподілу гарантованої потужності. Точні дати аукціонів розподілу переривчастої потужності, крім аукціонів розподілу переривчастої потужності на період протягом доби, мають бути зазначені в календарі аукціонів. Оператор газотранспортної системи повідомляє розмір переривчастої потужності на періоди інші ніж періоди на добу наперед та протягом доби, який розподілятиметься на аукціонах, за тиждень до початку відповідних аукціонів.
У випадку якщо аукціон розподілу гарантованої потужності не завершився у запланований день початку аукціону розподілу переривчастої потужності, то аукціон розподілу переривчастої потужності розпочинається не пізніше наступного робочого дня після завершення відповідних аукціонів гарантованої потужності. У такому випадку про будь-яку зміну пропонованих до розподілу потужностей повідомляють щонайменше за 12 годин до початку відповідного аукціону розподілу переривчастої потужності.

7. If auctions are conducted for interruptible capacity for a period longer than within-day, TSO shall, if relevant information, disclose the amount of interruptible capacity offered for allocation before the auction begins.

8. If interruptible capacity is offered for allocation, such capacity shall be allocated in a separate auction after the firm capacity has been allocated for the same period as the interruptible capacity, but before the auction of the firm capacity allocation for a shorter period, except for interruptible capacity for the within-day period.

9. When interruptible capacity is offered for allocation, interruptible capacity auctions shall be conducted in the same procedure as the firm capacity allocation auctions. The exact dates of the interruptible capacity allocation auctions, in addition to the interruptible capacity allocation auctions for the within-day period, shall be specified in the auction calendar. TSO shall notify the amount of interruptible capacity for periods other than day-ahead and within-day to be allocated at auctions, one week before the relevant auctions.

In the event that the firm capacity allocation auction is not completed on the scheduled day of the start of interruptible capacity allocation auction, then the interruptible capacity allocation auction shall begin no later than the next business day after the respective firm capacity auctions are completed. In such a case, any change in the offered capacity allocation shall be notified at least 12 hours prior to the commencement of the respective interruptible capacity allocation auction.

10. TSO shall notify the adjacent TSO at the appropriate interconnection point on the beginning of the interruption. In case of receipt of an interruption commencement message from the adjacent TSO, TSO shall, within 45 minutes, notify all network users, whose capacity is allocated at the point where the interruption will be.

10. Оператор газотранспортної системи повідомляє суміжного оператора газотранспортної системи у відповідній точці міждержавного з’єднання про початок переривання. У разі отримання від суміжного оператора газотранспортної системи повідомлень щодо початку переривання оператор газотранспортної системи протягом 45 хвилин повідомляє про це всіх замовників послуг транспортування, яким розподілено потужність у точці, де буде переривання.

11. Якщо загальна кількість номінацій перевищує об'єм газу, який може бути протранспортовано у відповідній точці міждержавного з’єднання, оператор газотранспортної системи надає доступ до переривчастої потужності замовникам послуг транспортування в черговості надання доступу до такої потужності.

У випадку якщо дві або більше номінацій мають однакову черговість переривання і одночасне їх виконання є неможливим, застосовується пропорційне скорочення таких номінацій.

Оператор газотранспортної системи може розробити разом із суміжними операторами газотранспортних систем спільну процедуру переривань у відповідній(-их) точці(-ах) міждержавного з’єднання відповідно до цього пункту.

12. Причинами для переривання можуть бути якість газу, тиск, температура, виконання договорів, за якими була розподілена гарантована потужність, технічне обслуговування, спеціальні обов’язки, передбачені законодавством, та управління потужністю у зв’язку з процедурами врегулювання перевантажень.

11. If the total number of nominations exceeds the amount of gas that may be transferred at the appropriate interconnection point, TSO shall grant interruptible capacity to network users in the queue of providing access to such capacity.

In the case where two or more nominations have the same interruption sequence and their simultaneous fulfillment is impossible, a proportional reduction of such nominations shall apply.

TSO may develop with adjacent TSO common procedure of interruptions at respective (-s) interconnection point (-s) in accordance with this paragraph.

12. The reasons for interruption may be gas quality, pressure, temperature, fulfillment of contracts under which firm capacity has been allocated, maintenance, special commitments provided by law, and capacity management in connection with congestion management procedures.

**6. Об’єднана потужність**

1. У разі якщо з однієї сторони точки міждержавного з’єднання України є більше вільної гарантованої потужності ніж з іншої сторони точки міждержавного з’єднання сусідньої країни, для будь-якого періоду, на який розподіляється потужність, оператор газотранспортної системи у випадку наявності у нього більшого обсягу вільної гарантованої

**6. Bundled capacity**

1. If on one side of the interconnection point of Ukraine there is more available firm capacity than on the other side of interconnection point of a neighboring country, for any period for which capacity is allocated, TSO, if it has a larger amount of available firm capacity, may offer such amount of

потужності може запропонувати такий обсяг потужності замовникам послуг транспортування як необ’єднану потужність згідно з календарем аукціону та такими правилами:
1) якщо є укладений окремий договір транспортування природного газу з іншої сторони точки міждержавного з’єднання, потужність може бути запропонована як необ’єднана потужність, що не перевищує обсягів та строку укладеного договору транспортування природного газу з іншої сторони точки міждержавного з’єднання;
2) якщо така додаткова потужність не підпадає під дію підпункту 1 цього пункту, вона може бути запропонована максимально на період один рік.
2. Оператор газотранспортної системи повинен співпрацювати з суміжними операторами газотранспортних систем для того, щоб визначити спільну процедуру подачі та підтвердження номінації для об’єднаної потужності, а також надати можливість замовникам послуг транспортування подавати єдину номінацію для об’єднаної потужності.
3. Якщо дві або більше точок міждержавного з’єднання з’єднують сусідню газотранспортну систему, оператор газотранспортної системи, співпрацюючи із суміжним оператором газотранспортної системи, пропонує вільну потужність у точках міждержавного з’єднання в одній віртуальній точці міждержавного з’єднання. Віртуальна точка міждержавного з’єднання утворюється, якщо виконуються такі умови:
1) загальна технічна потужність у віртуальній точці міждержавного з’єднання повинна бути рівною або вищою за суму технічної потужності на кожній з точок міждержавного з’єднання, що входитимуть до віртуальної точки міждержавного з'єднання;
2) це сприятиме економічному та ефективному використанню системи з дотриманням вимог статті 34 Закону України «Про ринок природного газу».
Оператор газотранспортної системи має розпочати необхідний аналіз і впровадити функціонуючі віртуальні точки міждержавного з'єднання не пізніше 01 листопада 2021 року.

capacity to network users as unbundled capacity in accordance with the auction calendar and the following rules:

1) if there is a separate concluded natural gas transport contract on the other side of the interconnection, the capacity may be offered as unbundled capacity that does not exceed the amount and term of the concluded natural gas transport contract on the other side of the interstate;

2) if such additional capacity is not covered by subparagraph 1 of this paragraph, it may be offered for a maximum of one year.

2. TSO shall cooperate with the adjacent TSOs in order to determine a common procedure for submitting and confirming the nomination for the bundled capacity, as well as to enable network users to submit a single nomination for the bundled capacity.

3. If two or more interconnection points connect an adjacent gas transmission system, TSO cooperating with adjacent TSO, offers available capacity at the interconnection points at one virtual interconnection point. A virtual interconnection point is formed if the following conditions are met:

1) the total technical capacity at the virtual interconnection point shall be equal to or greater than the sum of the technical capacity at each of interconnection points that will be include to the virtual interconnection point;

2) it will facilitate the economic and efficient use of the system in compliance with the requirements of Article 34 of the Law of Ukraine "On the Gas Market" .

TSO shall begin the necessary analysis and introduce functioning virtual interconnection points no later than November 01, 2021.

# XX. ПРОЦЕДУРА НОВОЇ (ЗБІЛЬШЕНОЇ) ПОТУЖНОСТІ НА МІЖДЕРЖАВНИХ З'ЄДНАННЯХ

## 1. Оцінка ринкового попиту

1. Одразу після початку аукціону розподілу річної потужності кожного непарного року оператор газотранспортної системи співпрацює з відповідним(-и) суміжним(-и) оператором(-ами) газотранспортної(-их) системи(-м) іншої(-их) країни(-н) у процесі здійснення оцінки ринкового попиту щодо збільшення потужності та проведення технічних досліджень проєктів нової (збільшеної) потужності для точок міждержавного з'єднання. Перша оцінка ринкового попиту має бути здійснена у 2021 році.

2. Не пізніше ніж через 8 тижнів після початку аукціону річної потужності оператор газотранспортної системи розробляє спільний звіт з оцінки ринкового попиту для всіх точок міждержавного з'єднання разом із суміжними операторами газотранспортної системи. У звіті з оцінки ринкового попиту визначається розмір потенційного попиту на нову (збільшену) потужність замовників послуг транспортування та зазначається, чи було розпочато проєкт нової (збільшеної) потужності.

Звіт з оцінки ринкового попиту оприлюднюється українською та англійською мовами на вебсайті оператора газотранспортної системи не пізніше ніж через 16 тижнів після початку аукціону річної потужності.

Оператор газотранспортної системи формує звіт з оцінки ринкового попиту на основі стандартного шаблону, розробленого Європейською мережею операторів газотранспортних систем (ENTSOG).

3. Якщо серед замовників послуг транспортування існує попит на нову (збільшену) потужність, не пізніше ніж через 8 тижнів після початку аукціону з розподілу річної потужності в парних роках оператор газотранспортної системи разом із суміжним оператором газотранспортної системи може вирішити провести оцінку ринкового попиту також у парному році за таких умов:

# XX. PROCEDURE FOR INCREMENTAL CAPACITY AT INTERCONNECTION POINTS

## 1. Market demand assessment

1. Immediately after the start of annual yearly capacity allocation auction each odd year TSO cooperates with the relevant adjacent TSOs of another country (-ies) in the process of assessing market demand for capacity enhancement and technical studies of incremental capacity projects for interconnection points. The first market demand assessment shall be carried out in 2021.

2. No later than 8 weeks after the start of the annual yearly capacity allocation auction, TSO shall develop a common market demand assessment report for all interconnection points together with the adjacent TSOs. The market demand assessment report determines the amount of potential demand for incremental capacity of network users and specifies whether an incremental capacity project has been initiated.

The market demand assessment report shall be published in Ukrainian and English on the website of TSO no later than 16 weeks after the start of the annual yearly capacity auction.

TSO shall drawn up a market demand assessment report based on a standard template developed by the European Network of Transmission System Operators (ENTSOG).

3. If there is a demand for incremental capacity among network users, no later than 8 weeks after the start of the annual yearly capacity allocation auction in the even years, TSO, together with the adjacent TSO, may decide to carry out market demand assessment in even year under the following conditions:

1) процес, визначений главами 1-5 цього розділу, може бути завершений до початку наступної оцінки ринкового попиту згідно з пунктом 1 цієї глави;
2) це не призведе до зміни календаря аукціону.
4. Під час проведення оцінки ринкового попиту оператор газотранспортної системи розглядає незобов'язуючі заявки на нову (збільшену) потужність, подані замовниками послуг транспортування не пізніше ніж через 8 тижнів після початку аукціону річної потужності.
5. Оператор газотранспортної системи може розглянути незобов'язуючі заявки на нову (збільшену) потужність, подані після терміну, визначеного пунктом 4 цієї глави, у поточній оцінці ринкового попиту або розглянути їх під час наступної оцінки ринкового попиту.
6. Незобов'язуюча заявка на нову (збільшену) потужність повинна включати як мінімум таку інформацію:
міждержавне з'єднання та напрям потоку;
газовий рік (роки);
розмір потужності, яку потрібно збільшити або побудувати;
інформація щодо подання незобов'язуючих заявок на нову (збільшену) потужність іншим операторам газотранспортних систем.
7. Замовники послуг транспортування зазначають, чи їх незобов'язуючі заявки на нову (збільшену) потужність є умовними стосовно пункту 6 цієї глави.
8. Оператор газотранспортної системи надає відповідь на незобов'язуючу заявку на нову (збільшену) потужність протягом 16 тижнів після початку аукціонів з розподілу річної потужності або протягом 8 тижнів після отримання таких заявок відповідно до пункту 5 цієї глави. Відповідь має містити щонайменше таку інформацію:
1) можливість оператора газотранспортної системи розглянути незобов'язуючу заявку на нову (збільшену) потужність протягом процесу оцінки ринкового попиту, який триває в теперішній момент; або
2) достатність потужності в незобов'язуючій заявці на нову (збільшену) потужність, яка була подана згідно з пунктом 5 цієї глави, для того, щоб

1) the process set out in Chapters 1 to 5 of this section may be completed before the start of next market demand assessment in accordance with paragraph 1 of this chapter;

2) this will not cause the change of the auction calendar.

4. During the market demand assessment, TSO shall consider non-binding demand indications for incremental capacity submitted by network users not later than 8 weeks after the start of the annual yearly capacity allocation auction.

5. TSO may consider non-binding demand indications for incremental capacity submitted after the period specified in paragraph 4 of this chapter in the current market demand assessment or consider them during a next market demand assessment.

6. A non-binding demand indication for incremental capacity shall include at least the following information:

interconnection and flow direction;

gas year (years);

the amount of capacity to be incremented or built;

information on submitting non-binding demand indication for incremental capacity to other TSOs.

7. Network users indicate whether their non-binding demand indications for incremental capacity are conditional regarding paragraph 6 of this chapter.

8. TSO shall respond to a non-binding demand indication for incremental capacity within 16 weeks of the start of the annual yearly capacity allocation auction or within 8 weeks of receipt of such demand indications in accordance with paragraph 5 of this Chapter. The answer shall include at least the following information:

розглянути питання про початок процедури відповідно до пункту 3 цієї глави; або
3) у якому звіті з оцінки ринкового попиту, визначеного абзацом другим пункту 2 цієї глави, така незобов'язуюча заявка на нову (збільшену) потужність буде оцінюватися, якщо вона не підпадає під дію підпунктів 1 або 2 цього пункту.
9. Оператор газотранспортної системи може стягувати плату, погоджену Регулятором, за розгляд незобов'язуючої заявки на нову (збільшену) потужність, яка має відображати адміністративні витрати, понесені оператором газотранспортної системи, пов'язані з таким розглядом. Інформація щодо плати за незобов'язуючі заявки на нову (збільшену) потужність оприлюднюється на вебсайті оператора газотранспортної системи. Плата підлягає відшкодуванню відповідному замовнику послуг транспортування, якщо економічний тест є позитивним принаймні на один рівень пропозиції, що включає нову (збільшену) потужність у відповідній точці міждержавного з'єднання.
10. Звіт з оцінки ринкового попиту повинен ураховувати такі критерії одночасно:
1) визначення у плані розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років, де це можливо, дефіциту фізичної потужності, якщо певний регіон недостатньо забезпечений природним газом під час можливих обґрунтованих пікових навантажень, і чи може нова (збільшена) потужність у точці міждержавного з'єднання, яка пропонується, задовольнити зазначений дефіцит потужності;
2) наявність вільної річної об'єднаної потужності на аукціоні розподілу річної потужності, у якому нова (збільшена) потужність могла бути запропонована вперше та протягом трьох наступних років;
3) подання замовниками послуг транспортування незобов'язуючих заявок на нову (збільшену) потужність протягом тривалої кількості років та відсутність усіх інших економічно ефективних засобів для збільшення існуючої потужності.

1) the possibility of TSO to consider a non-binding demand indication for incremental capacity during the current market demand assessment process; or

2) the sufficiency of the capacity in a non-binding demand indication for a incremental capacity submitted in accordance with paragraph 5 of this chapter in order to consider initiating the procedure in accordance with paragraph 3 of this chapter; or

3) in which market demand assessment report, as defined in the second paragraph of paragraph 2 of this chapter, such a non-binding demand indication for incremental capacity will be evaluated if it is not covered by subparagraphs 1 or 2 of this paragraph.

9. TSO related to such consideration. Information on payment for non-binding demand indications for incremental capacity is published on the website of TSO. The fee shall be reimbursed to the relevant network user if the economic test is positive for at least one offer level, including incremental capacity at the appropriate interconnection point.

10. The market demand assessment report shall simultaneously take into account the following criteria:

1) determining, where possible, a shortage of physical capacity in the development of the gas transmission system for the next 10 years, if a particular region is insufficiently supplied with natural gas during possible reasonable peak congestions, and whether incremental capacity may be provided at the interconnection point, which is offered to satisfy the specified capacity shortage;

2) the availability of available yearly bundled capacity at the annual yearly capacity allocation auction, in which incremental capacity could be offered for the first time and during the next three years;

11. Звіт з оцінки ринкового попиту має включати принаймні таку інформацію:
1) висновок щодо того, чи слід ініціювати проєкт нової (збільшеної) потужності;
2) узагальнення незобов'язуючих заявок на нову (збільшену) потужність, які отримані не пізніше ніж через 8 тижнів після початку аукціону розподілу річної потужності в рік оприлюднення відповідного звіту з оцінки попиту;
3) узагальнення незобов'язуючих заявок на нову (збільшену) потужність, поданих після строку, зазначеного в пункті 4 цієї глави, під час попередньої процедури нової (збільшеної) потужності у випадку, якщо ці заявки не були розглянуті під час попередньої оцінки попиту;
4) узагальнення незобов'язуючих заявок на нову (збільшену) потужність, поданих відповідно до пункту 5 цієї глави, якщо оператор газотранспортної системи прийняв рішення розглянути їх у цій оцінці ринкового попиту;
5) оцінка очікуваних розміру, напряму та тривалості попиту на нову (збільшену) потужність у точці міждержавного з'єднання з кожною суміжною системою;
6) висновок про те, чи будуть проводитись технічні дослідження для проєктів нової (збільшеної) потужності, зазначаючи точки міждержавного з'єднання та очікуваний рівень попиту на нову (збільшену) потужність;
7) попередні строки для проєкту нової (збільшеної) потужності, технічних досліджень та консультацій;
8) висновок про те, які платежі будуть запроваджені для виконання оператором газотранспортної системи вимог пункту 10 цієї глави;
9) типи та, за наявності, сукупний розмір умовних незобов'язуючих заявок на нову (збільшену) потужність згідно з пунктом 7 цієї глави;
10) як оператор газотранспортної системи намагається виконати вимоги пункту 2 глави 2 розділу XIX цього Кодексу щодо обмежень кількості

3) the submission by network user of non-binding demand indication for incremental capacity for a prolonged number of years and the absence of any other cost-effective means of increasing existing capacity.

11. The market demand assessment report shall include at least the following information:

1) a conclusion as to whether an incremental capacity project should be initiated;

2) generalization of non-binding incremental capacity demand indications received no later than in 8 weeks after the start of the annual yearly capacity allocation auction in the year of publication of the relevant demand assessment report;

3) generalization of non-binding demand indications for incremental capacity submitted after the deadline specified in paragraph 4 of this chapter, during the preliminary procedure of incremental capacity, if these demand indications were not considered during the preliminary demand assessment;

4) generalization of non-binding demand indications for incremental capacity submitted in accordance with paragraph 5 of this Chapter, if TSO has decided to consider them in this market demand assessment;

5) assessment of expected size, direction and duration of demand for incremental capacity at the interconnection point with each adjacent system;

6) a conclusion on whether technical study will be carried out for incremental capacity projects, indicating the interconnection points and the expected level of demand for incremental capacity;

7) preliminary deadlines for the incremental capacity project, technical study and consultations;

років, що пропонуються на аукціонах розподілу річної потужності під час процедури нової (збільшеної) потужності.

## 2. Етап проєктування

1. Якщо за результатами звіту з оцінки ринкового попиту визначено, що існує попит на проєкти нової (збільшеної) потужності, то наступного дня після опублікування цього звіту починається етап проєктування.

2. Для розробки проєктів нової (збільшеної) потужності та рівнів пропозиції, узгоджених із суміжними операторами газотранспортних систем, оператор газотранспортної системи проводить технічні дослідження проєктів нової (збільшеної) потужності, ураховуючи технічну можливість та звіти про оцінку ринкового попиту.

3. Не пізніше ніж через 12 тижнів після початку етапу проєктування оператор газотранспортної системи зобов'язаний разом із суміжними операторами газотранспортних систем провести спільну консультацію щодо проєкту пропозицій зі збільшення потужності, які триватимуть від одного до двох місяців.

Консультація щодо проєкту пропозицій зі збільшення потужності охоплює принаймні такі питання:

1) опис проєкту нової (збільшеної) потужності, включаючи оцінку витрат;

2) рівень пропозиції для об'єднаної потужності;

3) за необхідності запропонований оператором газотранспортної системи механізм альтернативного розподілу потужності на основі

8) a conclusion on what payments will be introduced to fulfill the requirements of paragraph 10 of this chapter by TSO;

9) types and, if any, aggregate amount of non-binding demand indications for incremental capacity in accordance with paragraph 7 of this Chapter;

10) way in which TSO endeavors to fulfill the requirements of paragraph 2 of Chapter 2 of Section XIX of this Code regarding the restrictions on the number of years offered at auctions of annual yearly capacity allocation during the incremental capacity procedure.

## 2. Design phase

1. If, in accordance with results of the market demand assessment report, it is determined that there is a demand for incremental capacity projects, the design phase shall begin in the day after the publication of this report.

2. In order to develop incremental capacity projects and offer levels agreed with adjacent TSOs, TSO shall conduct technical studies of incremental capacity projects, taking into account technical feasibility and market demand assessment reports.

3. No later than 12 weeks after the start of the design phase, TSO shall be obliged to, jointly with the adjacent TSOs, conduct joint consultation with regard to the draft capacity enhancement offers, which will last from one to two months.

Consultation on a draft capacity enhancement offer shall cover at least the following issues:

1) a description of incremental capacity project, including cost estimate;

2) the offer level for the bundled capacity;

отриманих умовних незобов'язуючих заявок на нову (збільшену) потужність, включаючи обґрунтування такого механізму;
4) попередні строки проєкту нової (збільшеної) потужності;
5) загальні правила та умови, на які замовники послуг транспортування повинні погодитись для того, щоб отримати доступ до потужності на обов'язковому етапі розподілу потужності процедури нової (збільшеної) потужності, включаючи внесення будь-якої застави замовниками послуг транспортування, та положення відповідних умов договорів, згідно з якими вирішується проблема можливих затримок у наданні доступу потужності чи у випадку зриву проєкту;
6) якщо для проєктів нової (збільшеної) потужності застосовується підхід із фіксованою ціною, значення IND та RP визначені у статті 24 (b) Регламенту (ЄС) 2017/460;
7) рівень зобов'язань замовника послуг транспортування, виражений у вигляді оцінки ф-фактора, що застосовується відповідно до глави 6 цього розділу, який запропонований оператором газотранспортної системи після консультацій із операторами суміжних газотранспортних систем та погоджений Регулятором;
8) будь-які додаткові незобов'язуючі заявки на нову (збільшену) потужність, отримані відповідно до пункту 5 глави 1 цього розділу;
9) чи існує ймовірність того, що нова (збільшена) потужність призведе до постійного, значного зниження використання іншої неамортизованої частини газотранспортної системи оператора газотранспортної системи та газотранспортної системи суміжного оператора або того ж самого маршруту.
4. У процесі проєктування узгодженого рівня пропозиції оператор газотранспортної системи повинен тісно співпрацювати з оператором суміжної газотранспортної системи з метою забезпечення пропозиції нової (збільшеної) об'єднаної потужності. Результати консультацій, передбачені в пункті 3 цієї глави, повинні враховуватись у проєкті пропозицій зі збільшення потужності та під час проєктування узгоджених рівнів пропозицій.

3) if necessary, an alternative capacity allocation mechanism offered by TSO based on received conditional non-binding demand indications for incremental capacity, including justification for such mechanism;

4) preliminary timelines of the incremental capacity project;

5) the general terms and conditions which shall be agreed by network users in order to obtain access to the capacity at the obligatory stage of the allocation of the procedure of the incremental capacity, including the introduction of any mortgage by network users, and the provisions of the relevant terms of contracts in accordance with which the problem of possible delays in granting the capacity access or in case of project failure is solved;

6) if a fixed price approach is applied to incremental capacity projects, the IND and RP values are defined in Article 24 (b) of Regulation (EU) 2017/460;

7) the level of commitments of a network user, expressed in the form of the f-factor estimate as applied in accordance with Chapter 6 of this section, which is offered by TSO after consultation with the operators of adjacent gas transmission systems and agreed by the Regulator;

8) any additional non-binding demand indications for incremental capacity received in accordance with paragraph 5 of Chapter 1 of this section;

9) whether there is a possibility that incremental capacity will lead to sustained, significant decrease in the use of other non-depreciated part of the gas transmission system of TSO and the gas transmission system of the adjacent operator or of the same route.

4. In the process of designing a coordinated offer level, TSO shall cooperate closely with the operator of the adjacent gas transmission system to ensure the offer of incremental capacity as bundled. The results of the consultations provided in paragraph 3 of this chapter shall be taken into account in the

## 3. Погодження та оприлюднення інформації щодо процедури нової (збільшеної) потужності

1. Після консультацій та завершення етапу проєктування нової (збільшеної) потужності відповідно до глави 2 цього розділу оператор газотранспортної системи подає Регулятору на погодження проєкт пропозицій зі збільшення потужності. Проєкт пропозицій зі збільшення потужності оприлюднюється оператором газотранспортної системи та включає таку інформацію:

1) усі рівні пропозиції, які відображають рівень очікуваного попиту на нову (збільшену) потужність у відповідних точках міждержавного з'єднання в результаті процесів, передбачених абзацом другим пункту 2 глави 1 цього розділу та пунктом 3 глави 2 цього розділу;

2) загальні правила та умови, на які замовники послуг транспортування повинні погодитись для того, щоб отримати доступ до потужності на обов'язковому етапі розподілу потужності процедури нової (збільшеної) потужності, включаючи внесення будь-якої застави замовниками послуг транспортування, та положення відповідних умов договорів, згідно з якими вирішується проблема можливих затримок у наданні доступу потужності чи у випадку зриву проєкту;

3) строки проєкту нової (збільшеної) потужності, включаючи будь-які зміни після консультацій, описаних у пункті 3 глави 2 цього розділу, та заходи щодо запобігання затримкам та мінімізації впливу затримок;

4) параметри, визначені у пункті 1 глави 6 цього розділу;

5) необхідність прийняття рішення про змінення часових рамок для укладення договорів з розподілу потужності на додатковий період до 5 років після розподілу до 15 років після початку введення в експлуатацію відповідно до глави 5 цього розділу;

6) за необхідності запропонований механізм альтернативного розподілу, включаючи його обґрунтування відповідно до пункту 2 глави 5 цього

draft capacity-building proposal and in the design of coordinated offer levels.

## 3. Approval and publication of information on the incremental capacity procedure

1. After consultation and completion of the design phase of incremental capacity in accordance with Chapter 2 of this section, TSO shall submit to the Regulator for approval the draft capacity enhancement offers. The draft capacity enhancement offer shall be made public by TSO and shall include the following information:

1) all offer levels reflecting the level of expected demand for incremental capacity at the relevant interconnection points as a result of the processes provided in paragraph 2 of paragraph 2 of Chapter 1 of this Section and paragraph 3 of Chapter 2 of this Section;

2) the general terms and conditions which shall be agreed by network users in order to obtain access to the capacity at the obligatory stage of the allocation of the procedure of the incremental capacity, including the introduction of any mortgage by network users, and the provisions of the relevant terms of contracts in accordance with which the problem of possible delays in granting the capacity access or in case of project failure is solved;

3) the terms of the incremental capacity project, including any changes after the consultation described in paragraph 3 of Chapter 2 of this section, and measures to prevent delays and minimize the effects of delays;

4) the parameters defined in paragraph 1 of Chapter 6 of this section;

5) the need to make a decision to change the timeframe for concluding capacity allocation agreements for an additional period of up to 5 years after the allocation up to 15 years after the commissioning in accordance with Chapter 5 of this section;

розділу, а також умови, визначені оператором газотранспортної системи на обов'язковому етапі відповідно до пункту 3 глави 5 цього розділу;
7) якщо для проєкту нової (збільшеної) потужності застосовується підхід із фіксованою ціною, елементи описані у статті 24(b) Регламенту (ЄС) 2017/460.

2. Не пізніше ніж за 2 місяці до розподілу нової (збільшеної) потужності на аукціоні розподілу річної потужності оператор газотранспортної системи публікує спільне повідомлення із суміжним оператором газотранспортної системи, що включає як мінімум таку інформацію:
1) інформація, визначена у пункті 1 цієї глави та погоджена Регулятором;
2) примірний договір розподілу потужності, яка пропонується.

## 4. Аукціон нової (збільшеної) потужності

1. За умови виконання етапу попереднього проєктування оператор газотранспортної системи пропонує нову (збільшену) потужність разом із відповідною вільною потужністю на щорічному аукціоні з розподілу річної потужності.
2. Аукціони для відповідних рівнів пропозицій нової (збільшеної) потужності проводяться паралельно та незалежно один від одного відповідно до вимог глави 3 розділу XIX цього Кодексу. На аукціоні виставляються лише узгоджені із суміжним оператором газотранспортної системи рівні пропозицій нової (збільшеної) потужності.
3. З метою зменшення потенційної премії на аукціоні та досягнення позитивного результату економічного тесту для найвищого рівня пропозиції нової (збільшеної) потужності новий аукціон може бути ініційований один раз і лише у випадку виконання всіх умов:

6) if necessary, offered alternative allocation mechanism, including its justification in accordance with paragraph 2 of Chapter 5 of this section, as well as the terms determined by TSO at the obligatory stage in accordance with paragraph 3 of Chapter 5 of this section;

7) if a fixed price approach is applied to incremental capacity projects, the IND and RP values are defined in Article 24 (b) of Regulation (EU) 2017/460;.

2. No later than 2 months before the allocation of incremental capacity at the annual yearly capacity allocation auction, TSO shall publish a joint notice with an adjacent TSO, including at least the following information:

1) the information specified in paragraph 1 of this chapter and agreed by the Regulator;

2) an agreement template of capacity allocation that is offered.

## 4. Incremental capacity auction

1. Subject to the preliminary design phase, TSO shall offer incremental capacity together with the corresponding available capacity at the annual yearly capacity allocation auction.

2. Auctions for the respective offer levels for incremental capacity shall be conducted in parallel and independently from each other in accordance with the requirements of Chapter 3 of Section XIX of this Code. At the auction, only the offer levels for incremental capacity coordinated with the adjacent TSO shall be auctioned.

3. In order to reduce the potential premium at the auction and to achieve a positive economic test result for the highest offer level of incremental capacity, a new auction may be initiated once and only if all conditions are met:

1) до початку аукціонів було не менше двох рівнів пропозиції нової (збільшеної) потужності, встановлених оператором газотранспортної системи;
2) принаймні один рівень пропозиції нової (збільшеної) потужності був невдалим і призвів до негативного результату економічного тесту;
3) наступний нижчий рівень пропозиції з найнижчим неуспішним рівнем пропозиції нової (збільшеної) потужності призвів до позитивного результату економічного тесту та отримав аукціонну премію при розподілі хоча б однієї річної потужності.
У випадку дотримання умов, визначених цим пунктом, новий аукціон може бути ініційований для найнижчого рівня неуспішної пропозиції, визначеної підпунктом 2 цього пункту.
4. Якщо новий аукціон не призведе до позитивного результату економічного тесту, результати розподілу первинного аукціону, зазначеного в підпункті 3 пункту 3 цієї глави, мають перевагу згідно з пунктами 22-23 глави 3 розділу XIX цього Кодексу.

## 5. Альтернативні механізми розподілу потужності

1. Розподіл потужностей можливий не більше ніж на 15 газових років з використанням альтернативного механізму розподілу потужностей. Якщо економічний тест неможливо провести для 15 газових років, Регулятор за поданням оператора газотранспортної системи може погодити збільшення періоду, в межах якого може застосовуватися альтернативний механізм розподілу потужностей, додатково на 5 років.
2. Альтернативний механізм розподілу потужностей може бути застосований після погодження Регулятором і якщо за результатами оцінки ринкового попиту відповідно до глави 1 цього розділу та спільних консультацій відповідно до пункту 3 глави 2 цього розділу встановлено, що розподіл потужностей на аукціоні є неефективним, а проєкт нової (збільшеної) потужності задовольняє обидві такі умови:

1) prior to the auctions there were at least two offer levels of incremental capacity established by TSO;

2) at least one offer level of incremental capacity was unsuccessful and led to a negative economic test result;

3) the next lower offer level with the lowest unsuccessful l offer level of incremental capacity led to a positive economic test result and received an auction premium in the allocation of at least one annual yearly capacity.

If the conditions set out in this clause are met, a new auction may be initiated for the lowest level of unsuccessful offer specified in subparagraph 2 of this clause.

4. If the new auction does not lead to a positive economic test result, the allocation results of the primary auction defined in subparagraph 3 of paragraph 3 of this Chapter shall prevail in accordance with paragraphs 22 to 23 of Chapter 3 of Section XIX of this Code.

## 5. Capacity allocation alternative mechanisms

1. Capacity allocation is possible for no more than 15 gas years using an alternative capacity allocation mechanism. If the economic test cannot be carried out for 15 gas years, the Regulator may, upon the submission of TSO, agree to an extension of the period within which an alternative capacity allocation mechanism may be applied, for an additional 5 years.
2. An alternative capacity allocation mechanism may be applied after approval by the Regulator and if, based on market demand assessment in accordance with Chapter 1 of this Section and joint consultations in accordance with paragraph 3 of Chapter 2 of this Section, it is established that the capacity allocation at the auction is inefficient and the incremental capacity project satisfies both of the following conditions:

1) проєкт нової (збільшеної) потужності залучає більше ніж дві газотранспортні системи і заявки подаються щодо декількох точок міждержавного з'єднання протягом розподілу потужностей;
2) подаються заявки більше ніж на один рік.
3. При альтернативному механізмі розподілу потужностей замовники послуг транспортування подають зобов'язуючі заявки з умовами щодо розподілу потужностей при виконанні однієї або декількох таких умов:
1) наявності зобов'язань в інших точках міждержавного з'єднання;
2) наявності зобов'язань щодо декількох різних видів річної потужності в точці міждержавного з'єднання;
3) наявності зобов'язань, пов'язаних із розподілом певного визначеного або мінімального обсягу потужності.
Наведені умови визначаються у проєктній документації, складеній відповідно до пункту 1 глави 3 цього розділу.
4. Альтернативний механізм розподілу підлягає погодженню Регулятором. Механізм має бути прозорим і недискримінаційним, але може передбачати пріоритетність тривалості бронювання або подання заявок на більші обсяги потужності для річної потужності.
5. Якщо визначено пріоритет для періоду розподілу або заявок для більших обсягів, Регулятор приймає рішення про визначення обсягу від 10 % до 20 % від технічної потужності в точці міждержавного з'єднання, яка має бути запропонована для розподілу на аукціоні річної потужності.

## 6. Економічний тест та ф-фактор

1. Оператор газотранспортної системи проводить економічний тест для кожного рівня пропозиції проєкту нової (збільшеної) потужності після укладення з замовниками послуг транспортування договорів, у яких передбачено обов'язок замовників послуг транспортування забронювати потужність. Якщо договори не були укладені, то економічний тест не проводиться.
2. Економічний тест включає такі значення:

1) the incremental capacity project involves more than two gas transmission systems and bids are submitted for several interconnection points during the capacity allocation;
2) bids are submitted for more than one year.
3. In the case of an alternative capacity allocation mechanism, network users shall submit binding demand indications with the conditions for the capacity allocation under one or more of the following conditions:
1) availability of commitments at other interconnection points;
2) availability of commitments regarding several different types of yearly capacity at the interconnection point;
3) availability of commitments related to the allocation of a specified or minimum capacity.
These conditions are defined in the project documentation prepared in accordance with paragraph 1 of Chapter 3 of this section.
4. The alternative allocation mechanism shall be subject to approval by the Regulator. The mechanism shall be transparent and non-discriminatory, but may provide priority of booking duration or the submission of bids for more capacity for yearly capacity.
5. If priority is defined for the allocation period or bids for large amounts, the Regulator shall decide to determine the amount from 10% to 20% of the technical capacity at the interconnection point to be offered for allocation at the yearly capacity auction.

## 6. Economic test and the f-factor

1. TSO shall carry out an economic test for each offer level of the incremental capacity project after the conclusion of contracts with network users, which stipulate the obligation of network users to book the capacity. If the contracts have not been concluded, then the economic test is not conducted.

2. The economic test includes the following values:

1) поточну вартість зобов’язань замовників послуг транспортування з бронювання розподіленої потужності, яка розраховується як дисконтована сума таких параметрів:
сума розрахункових вартості потужності на річний період, потенційної аукціонної премії та потенційної обов'язкової мінімальної премії, помножених на обсяг нової (збільшеної) потужності, розподіленої за договором;
сума потенційної аукціонної премії та потенційної обов'язкової мінімальної премії, помноженої на обсяг вільної потужності, який був заброньований за договором разом з новою (збільшеною) потужністю;
2) поточну вартість очікуваного збільшення необхідного доходу оператора газотранспортної системи, пов'язаного з новою (збільшеною) потужністю, включеною у відповідний рівень пропозиції, що погоджується Регулятором відповідно до глави 3 цього розділу;
3) ф-фактор.

3. Результат економічного тесту вважається позитивним, якщо значення параметра, зазначеного в підпункті 1 цього пункту, менше або дорівнює частці параметра, визначеного в підпункті 2 цього пункту, помноженого на ф-фактор. Результат економічного тесту вважається негативним, якщо значення параметра, визначеного в підпункті 1 цього пункту, є нижчим ніж частка параметра, визначеного в підпункті 2 цього пункту, помноженого на ф-фактор.
4. Проєкт нової (збільшеної) потужності розпочинається, якщо економічний тест має позитивний результат з обох сторін точки міждержавного з’єднання для мінімум одного рівня пропозиції, який включає нову (збільшену) потужність. Якщо більше ніж один рівень пропозиції має позитивний результат економічного тесту, то рівень пропозицій із найвищим обсягом потужності, що мав позитивний результат, використовується для продовження проєкту нової (збільшеної) потужності аж до введення її в експлуатацію. У разі якщо

1) the present value of the commitments of network users for booking of allocated capacity, which is calculated as a discounted sum of the following parameters:

the sum of the estimated capacity value for annual period, potential auction premium and the potential mandatory minimum premium multiplied by the amount of incremental capacity allocated under contract;

the sum of the potential auction premium and the potential mandatory minimum premium multiplied by the amount of available capacity booked under the contract together with the incremental capacity;

2) the present value of the expected increase of the required revenue of TSO related to incremental capacity included in the relevant offer level, as agreed by the Regulator in accordance with Chapter 3 of this section;

3) the f-factor.

3. The result of an economic test shall be considered positive if the value of the parameter specified in subparagraph 1 of this paragraph is less than or equal to the fraction of the parameter defined in subparagraph 2 of this paragraph multiplied by the f-factor. An economic test result shall be considered negative if the value of the parameter defined in subparagraph 1 of this paragraph is lower than the fraction of the parameter defined in subparagraph 2 of this paragraph multiplied by the f-factor.

4. Incremental capacity project shall commence if the economic test has a positive result on both sides of the interconnection point for at least one offer level that includes incremental capacity. If more than one offer level has a positive economic test result, then the offer level with the highest amount of capacity that has had a positive result is used to continue incremental capacity project up to its commissioning. If the offer level does not have a positive result, the respective process of incremental capacity is terminated.

рівень пропозиції не має позитивного результату, відповідний процес нової (збільшеної) потужності припиняється.

5. Для проведення економічного тесту оператор газотранспортної системи розраховує рівень ф-фактора. Рівень ф-фактора повинен бути погоджений Регулятором.

6. Для розрахунку рівня ф-фактора оператор газотранспортної системи враховує такі критерії:
1) обсяг технічної потужності, відкладеної відповідно до пункту 9 глави 1 розділу XIX цього Кодексу;
2) позитивний вплив від проєкту нової (збільшеної) потужності на ринок та/або газотранспортну систему;
3) тривалість зобов'язань замовників послуг транспортування за договорами в частині сплати за розподілену потужність замовників послуг транспортування у порівнянні зі строком корисного використання відповідного активу;
4) рівень, до якого попит на потужність, встановлений у проєкті нової (збільшеної) потужності, очікується, що може продовжитись після закінчення часового періоду, який застосовується в економічному тесті.

## 7. Об'єднаний економічний тест

1. З метою сприяння формуванню пропозиції об'єднаної потужності оператор газотранспортної системи співпрацює із суміжними операторами газотранспортної системи для об'єднання окремих показників економічного тесту в об'єднаний економічний тест.
2. Об'єднаний економічний тест має включати такі показники:
1) поточне значення зобов'язань замовників послуг транспортування з бронювання об'єднаної потужності замовників послуг транспортування залученим операторам газотранспортної системи, яке розраховується як сума значень параметрів, визначених відповідно до підпункту 1 пункту 2 глави 6 цього розділу;

5. For carrying out the economic test, TSO calculates the level of the f- factor. The f-factor level shall be approved by the Regulator.

6. To calculate the level of the f- factor, TSO shall take into account the following criteria:

1) the amount of technical capacity deferred in accordance with paragraph 9 of Chapter 1 of Section XIX of this Code;

2) positive impact from incremental capacity project on the market and / or gas transmission system;

3) the duration of the commitments of network users under the contracts in relation to payment for the allocated capacity of network users in comparison with the useful life of the respective asset;

4) the level to which the demand for capacity established in incremental capacity project is expected to continue after the time period applied in the economic test.

## 7. Single economic test

1. In order to facilitate the formation of the bundled capacity offer, TSO shall cooperate with the adjacent TSOs to combine separate economic test parameters into a single economic test.

2. The single economic test shall include the following parameters:

1) the present value of the commitments of network users for the booking of the bundled capacity of network users to the involved TSOs, which is calculated as the sum of the values of the parameters determined in accordance with subparagraph 1 of Chapter 6 of this section;

2) сума окремих поточних значень вартості очікуваного збільшення необхідного доходу залучених операторів газотранспортних систем, пов’язаного з новою (збільшеною) потужністю відповідного рівня пропозиції;
3) ф-фактор, який визначає частку значення, визначеного відповідно до підпункту 2 цього пункту, яку необхідно покрити значенням, визначеним відповідно до підпункту 1 цього пункту, і який також забезпечує можливість оператору газотранспортної системи покрити свою попередньо визначену відповідну частку.
3. Результат застосування об’єднаного економічного тесту є позитивним, якщо результати всіх економічних тестів, що лежать в основі, є позитивними, відповідно до вимог глави 6 цього розділу з урахуванням можливого перерозподілу доходів відповідно до пунктів 4 та 5 цієї глави. В іншому випадку результат проведеного єдиного економічного тесту є негативним.

## 8. Вимоги щодо оприлюднення інформації для економічного тесту

1. Оператор газотранспортної системи повинен подати Регулятору для затвердження таку інформацію по кожному рівню пропозицій:
значення вартості потужності на річний період, визначені для часового проміжку початкової пропозиції нової (збільшеної) потужності, які використовувалися для розрахунку параметрів відповідно до підпункту 1 пункту 2 глави 6 цього розділу або підпункту 2 пункту 2 глави 7 цього розділу, залежно від того, який економічний тест проводився;
значення, визначені відповідно до підпунктів 2 та 3 пункту 2 глави 6 цього розділу або підпунктів 2 та 3 пункту 2 глави 7 цього розділу, залежно від того, який економічний тест проводився;
діапазон рівня потенційної обов'язкової мінімальної аукціонної премії для кожного рівня пропозиції та точки міждержавного з’єднання, що застосовувався в першому аукціоні та в наступних аукціонах, у яких

2) the sum of the individual current values of the expected increase of required revenue of the involved TSOs, related to incremental capacity of the respective offer level;

3) the f-factor that determines the share of the value determined in accordance with subparagraph 2 of this paragraph, which shall be covered by the value determined in accordance with subparagraph 1 of this paragraph, and which also enables TSO to cover its upfront defined respective share.

3. The result of the application of the bundled economic test is positive if the results of all underlying economic tests are positive, in accordance with the requirements of Chapter 6 of this Section, taking into account the possible redistribution of revenues in accordance with paragraphs 4 and 5 of this Chapter. Otherwise, the result of the single economic test is negative.

## 8. Requirements for publication of information for the economic test

1. TSO shall submit to the Regulator for approval the following information for each offer level:

amount of capacity value for annual period, determined for the time period of the initial offer of incremental capacity, which was used to calculate the parameters in accordance with subparagraph 1 of Chapter 2 of Chapter 6 of this Section or subparagraph 2 of Chapter 2 of this Section, whichever is the economic the test was conducted;

the values determined in accordance with subparagraphs 2 and 3 of paragraph 2 of Chapter 6 of this section or subparagraphs 2 and 3 of paragraph 2 of Chapter 7 of this section, depending on which economic test was conducted;

пропонувалась нова (збільшена) потужність, у разі якщо подібна обов'язкова мінімальна премія застосовувалась.

2. Після погодження Регулятором оператор газотранспортної системи оприлюднює згідно з вимогами пункту 2 глави 3 цього розділу інформацію, визначену пунктом 1 цієї глави.

**Заступник директора Департаменту**
**із регулювання відносин у нафтогазовій сфері Т. Рябуха**

the range of the potential mandatory minimum auction premium level for each offer level and the interconnection point applied in the first auction and in subsequent auctions where incremental capacity was offered, if a similar mandatory minimum premium was applied.

2. After approval by the Regulator, TSO shall publish, in accordance with the requirements of paragraph 2 of Chapter 3 of this Section, the information specified in paragraph 1 of this Chapter.

**Deputy Director of the Department for**
**Regulating Relations in the Oil and Gas Sector T. Riabukha**