



ПРАВИТЕЛЬСТВО САНКТ-ПЕТЕРБУРГА
КОМИТЕТ ПО ТАРИФАМ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ПРОТОКОЛ ЗАСЕДАНИЯ ПРАВЛЕНИЯ

30.12.2016

№ 316

Члены правления Комитета по тарифам Санкт-Петербурга: Коптин Д.В., Сафаров Г.Г., Бугославская И.И., Герасимов Д.А., Громов Р.Е., Козлова О.А.

Председательствовал: Коптин Д.В.

В заседании участвовали:

от Комитета по тарифам Санкт-Петербурга: Радько А.В., Денисов И.В., Илларионова Е.В., Власов А.А., Халикова Е.А.

Повестка дня: Об установлении платы за технологическое присоединение к электрическим сетям открытого акционерного общества «Ленэнерго» на территории Санкт-Петербурга на 2017 год.

По обсуждаемому вопросу выступили: Коптин Д.В., Сафаров Г.Г., Бугославская И.И., Герасимов Д.А., Громов Р.Е., Козлова О.А., Илларионова Е.В.

В Комитет по тарифам Санкт-Петербурга поступили заявление и приложенные к нему расчетные и обосновывающие материалы от публичного акционерного общества «Ленэнерго» (далее – ПАО «Ленэнерго») для установления платы за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго» на территории Санкт-Петербурга на 2017 год.

Комитет по тарифам Санкт-Петербурга направил в Санкт-Петербургское государственное бюджетное учреждение «Центр тарифно-экспертного обеспечения» заявление ПАО «Ленэнерго» и приложенные к нему расчетные и обосновывающие материалы для выполнения анализа документов с целью определения экономической обоснованности и документального подтверждения расходов и прибыли, формирующих плату за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго» на территории Санкт-Петербурга на 2017 год.

Заключение экспертной группы Санкт-Петербургского государственного бюджетного учреждения «Центр тарифно-экспертного обеспечения» об экономической обоснованности и документальном подтверждении расходов и прибыли, формирующих плату за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго» на территории Санкт-Петербурга на 2017 год (далее – Заключение), получено.

На основании Заключения, выполненного Санкт-Петербургским государственным бюджетным учреждением «Центр тарифно-экспертного обеспечения», экспертной группой Комитета по тарифам Санкт-Петербурга подготовлено заключение об экономической обоснованности расходов и прибыли, формирующих плату за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго» на территории Санкт-Петербурга на 2017 год.

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, Методическими указаниями по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденными приказом ФСТ России от 11.09.2012 № 209-э/1, Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденными приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1, рассмотрев расчетные и обосновывающие материалы, представленные ПАО «Ленэнерго», и заключение Комитета по тарифам Санкт-Петербурга об экономической обоснованности расходов и прибыли, формирующих плату за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго» на территории Санкт-Петербурга на 2017 год, согласно приложению 6 к настоящему протоколу,

правление приняло решение:

1. Признать экономически обоснованной годовую необходимую валовую выручку ПАО «Ленэнерго» для осуществления технологического присоединения к электрическим сетям на территории Санкт-Петербурга на 2017 год в размере 1 237 018,77 тыс. руб.

2. Установить ставки за единицу максимальной мощности для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго» на территории Санкт-Петербурга на 2017 год с разбивкой по категориям потребителей, уровням напряжения и объему присоединяемой максимальной мощности энергопринимающих устройств заявителя с разбивкой стоимости по каждому мероприятию, осуществляемому при технологическом присоединении, в территориальных зонах (районах) технологического присоединения:

- № 1 согласно приложению 1 к настоящему протоколу;
- № 2 согласно приложению 2 к настоящему протоколу.

3. Установить стандартизированные тарифные ставки для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго» на территории Санкт-Петербурга на 2017 год, с разбивкой по категориям потребителей, уровням напряжения и объему присоединяемой максимальной

мощности энергопринимающих устройств заявителя в территориальных зонах (районах) технологического присоединения:

- № 1 согласно приложению 3 к настоящему протоколу;
- № 2 согласно приложению 4 к настоящему протоколу.

4. Ставки за единицу максимальной мощности и стандартизированные тарифные ставки для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго», установленные в пунктах 1 и 2 настоящего протокола, подлежат применению в границах территориальных зон (районов) технологического присоединения согласно приложению 5 к настоящему протоколу.

5. Ставка за единицу максимальной мощности, установленная в пункте 1 приложения 1 и приложения 2 к настоящему протоколу и стандартизированная тарифная ставка для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго», установленные в пункте 1 приложения 3 и приложения 4 к настоящему протоколу, подлежат применению в случаях технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением временной схемы электроснабжения, в том числе для обеспечения электрической энергией передвижных энергопринимающих устройств с максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), и для постоянной схемы электроснабжения.

6. Установить формулы для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго» на территории Санкт-Петербурга на 2017 год в зависимости от способа технологического присоединения:

а) если отсутствует необходимость реализации мероприятий «последней мили»:

$$P_1 = C_1 \times N_i, \text{ (руб.)}, \quad (1)$$

где:

C_1 – ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпунктов «б» и «в»), установленная в пунктах 2 и 3 настоящего протокола (руб./кВт);

N_i - объем максимальной мощности, указанный в заявке на технологическое присоединение заявителем (кВт);

б) если при технологическом присоединении заявителя согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия "последней мили" по строительству воздушных и (или) кабельных линий:

$$P_2 = C_1 \times N_i + (C_{2,i} \times L_i) \times k_{изм.}^{cm.} + (C_{3,i} \times L_i) \times k_{изм.}^{cm.} \text{ (руб.)}, \quad (2)$$

где:

$k_{изм.}^{cm.}$ - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ для Санкт-Петербурга на соответствующий вид работ на квартал, предшествующий кварталу, данные по которому используются для расчета, к федеральным единичным расценкам 2001 года, определяемый федеральным органом исполнительной власти в рамках реализации полномочий в области сметного

нормирования и ценообразования в сфере градостроительной деятельности;

$C_{2,i}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ПАО «Ленэнерго» на строительство воздушных линий электропередачи на i -м уровне напряжения (руб./км);

$C_{3,i}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ПАО «Ленэнерго» на строительство кабельных линий электропередачи на i -м уровне напряжения (руб./км);

L_i - суммарная протяженность воздушных и (или) кабельных линий на i -м уровне напряжения, строительство которых предусмотрено согласно выданным техническим условиям для технологического присоединения заявителя (км).

в) если при технологическом присоединении заявителя согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия "последней мили" по строительству комплектных трансформаторных подстанций (КТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с учетом реализации мероприятий, предусмотренных подпунктом "б" пункта 6 настоящего протокола:

$$P_3 = C_1 \times N_i + (C_{2,i} \times L_i) \times k_{изм.}^{cm.} + (C_{3,i} \times L_i) \times k_{изм.}^{cm.} + (C_{4,i} \times N_i) \times k_{изм.}^{cm.} \text{ (руб.)}, \quad (3)$$

где:

$C_{4,i}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ПАО «Ленэнерго» на строительство подстанций на i -м уровне напряжения (руб./кВт).

г) если заявитель при технологическом присоединении запрашивает вторую или первую категорию надежности электроснабжения, что предполагает технологическое присоединение к двум независимым источникам энергоснабжения:

$$P_{общ} = P_1 + (P_{ист 1} + P_{ист 2}) \text{ (руб.)}, \quad (4)$$

где:

$P_{ист 1}$ - расходы на строительство объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя и (или) объектов электроэнергетики (кроме расходов на технологическое присоединение, связанных с проведением мероприятий, определяемых в соответствии с формулой 1 настоящего протокола), определяемые с применением стандартизированных тарифных ставок, установленных в пункте 3 настоящего протокола, по первому независимому источнику энергоснабжения, в зависимости от способа присоединения и уровня запрашиваемого напряжения на основании выданных ПАО «Ленэнерго» технических условий (руб.);

$P_{ист 2}$ - расходы на строительство объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя и (или) объектов электроэнергетики

(кроме расходов на технологическое присоединение связанных с проведением мероприятий, определяемых в соответствии с формулой 1 настоящего протокола), определяемые с применением стандартизированных тарифных ставок, установленных в пункте 3 настоящего протокола, по второму независимому источнику энергоснабжения, в зависимости от способа присоединения и уровня запрашиваемого напряжения на основании выданных ПАО «Ленэнерго» технических условий (руб.).

7. Установить плату за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго» на территории Санкт-Петербурга на 2017 год для заявителей – юридических лиц или индивидуальных предпринимателей, подающих заявку на технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), в размере 466,1 рублей (без учета налога на добавленную стоимость) при присоединении объектов, отнесенных к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого заявителю уровня напряжения ПАО «Ленэнерго» составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

Размер платы за технологическое присоединение, установленный в настоящем пункте, не применяется в следующих случаях:

– при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, принадлежащих заявителям – физическим лицам, владеющим земельным участком по договору аренды, заключенному на срок не более одного года, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства;

– при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, расположенных в жилых помещениях многоквартирных домов.

8. Установить плату за технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго» на территории Санкт-Петербурга на 2017 год для заявителей – юридических лиц или индивидуальных предпринимателей, подающих заявку в целях временного технологического присоединения энергопринимающих устройств, в том числе для обеспечения электрической энергией передвижных энергопринимающих устройств с максимальной мощностью до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), в размере 466,1 рублей (без учета налога на добавленную стоимость) при присоединении объектов, отнесенных к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) при условии, что расстояние от границы участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне до 20 кВ включительно необходимого заявителю уровня напряжения ПАО «Ленэнерго» составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

9. Определить выпадающие доходы ПАО «Ленэнерго» от присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной

точке присоединения мощности) на 2017 год в объеме 10 761,16 тыс. руб., размер которых включается в тариф на оказание услуг по передаче электрической энергии ПАО «Ленэнерго» на 2017 год.

**Председатель правления
Комитета по тарифам
Санкт-Петербурга**

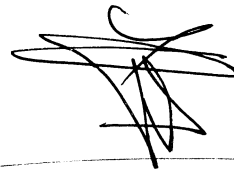


Д.В.Коптин

**Члены правления
Комитета по тарифам
Санкт-Петербурга**



Г.Г.Сафаров



И.И.Бугославская



Д.А.Герасимов

против (письмо от 29.12.2016 №) **Р.Е.Громов**

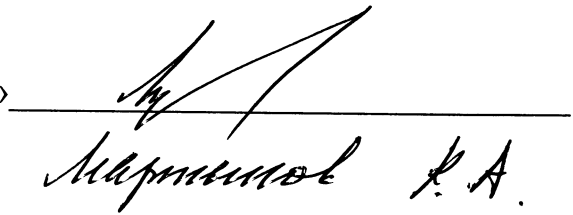


О.А.Козлова

(Совещательный голос)

С решением правления Комитета по тарифам Санкт-Петербурга согласен:

*Первый заместитель
исполнительного директора*
ПАО «Ленэнерго»
по вопросам и финансам



*Особое мнение ирриго.го.ебсея
№Э/17 -20/2393 30.12.2016.*

**СТАНДАРТИЗИРОВАННЫЕ ТАРИФНЫЕ СТАВКИ ДЛЯ РАСЧЕТА ПЛАТЫ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ
К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ ПУБЛИЧНОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ЛЕНЭНЕРГО»
НА ТЕРРИТОРИИ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА В ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ ЗОНЕ (РАЙОНЕ) ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ № 1
НА 2017 ГОД**

на уровне напряжения ниже 35 кВ

| № п/п | Наименование стандартизированных тарифных ставок, наименование мероприятий | Уровень напряжения в точке присоединения | Вид (тип) используемого материала, тип оборудования, способ выполнения работ | Размер стандартизированной тарифной ставки | | | | |
|-------|--|--|--|--|----------------------------|---------------|---------|---------|
| | | | | с 01.01.2017 по 30.09.2017 | с 01.10.2017 по 31.12.2017 | свыше 150 кВт | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | |
| 1 | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпунктов "б" и "в"), руб./кВт (С ₁) | СН2, НН | X | 818 | 818 | 818 | 818 | |
| 1.1 | Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю, руб./кВт (С _{1.1}) | СН2, НН | X | 451 | 451 | 451 | 451 | |
| 1.2 | Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, руб./кВт (С _{1.2}) | СН2, НН | X | 228 | 228 | 228 | 228 | |
| 1.3 | Участие сетевой организации в осмотре (обследовании) должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора присоединяемых Устройств, руб./кВт (С _{1.3}) | СН2, НН | X | 42 | 42 | 42 | 42 | |
| 1.4 | Осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов Заявителя к электрическим сетям и включение коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положение "включено"), руб./кВт (С _{1.4}) | СН2, НН | X | 97 | 97 | 97 | 97 | |
| 2 | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство воздушных линий электропередачи, руб./км (С ₂) | СН2 | СИП 3 1X35 | 135 015 | 270 029 | 0 | 270 029 | |
| | | | | СИП 3 1X50 | 137 295 | 274 589 | 0 | 274 589 |
| | | | | СИП 3 1X70 | 142 799 | 285 598 | 0 | 285 598 |
| | | | | СИП 3 1X95 | 149 678 | 299 355 | 0 | 299 355 |
| | | | | СИП 3 1X120 | 155 149 | 310 298 | 0 | 310 298 |

| | | | | | | |
|--|-----|--|-----------|-----------|---|-----------|
| | | СИП 2 3X70+1x70 | 72 461 | 144 921 | 0 | 144 921 |
| | НН | СИП 2 3X95+1x95 | 88 423 | 176 846 | 0 | 176 846 |
| | | СИП 2 3X120+1x95 | 98 076 | 196 152 | 0 | 196 152 |
| | | АСБ2л 3X120 (один кабель в траншее) | 231 300 | 462 600 | 0 | 462 600 |
| | | АСБ2л 3X120 (два кабеля в траншее) | 419 504 | 839 008 | 0 | 839 008 |
| | | АСБ2л 3X120 (1 труба методом ГНБ) | 712 822 | 1 425 644 | 0 | 1 425 644 |
| | | АСБ2л 3X120 (2 трубы методом ГНБ) | 1 377 586 | 2 755 171 | 0 | 2 755 171 |
| | | АСБ2л 3X150 (один кабель в траншее) | 267 700 | 535 400 | 0 | 535 400 |
| | | АСБ2л 3X150 (два кабеля в траншее) | 527 300 | 1 054 600 | 0 | 1 054 600 |
| | | АСБ2л 3X150 (1 труба методом ГНБ) | 721 862 | 1 443 723 | 0 | 1 443 723 |
| | | АСБ2л 3X150 (2 трубы методом ГНБ) | 1 395 665 | 2 791 329 | 0 | 2 791 329 |
| | СН2 | АСБ2л 3X240 (один кабель в траншее) | 301 200 | 602 400 | 0 | 602 400 |
| | | АСБ2л 3X240 (два кабеля в траншее) | 587 873 | 1 175 746 | 0 | 1 175 746 |
| | | АСБ2л 3X240 (1 труба методом ГНБ) | 964 351 | 1 928 702 | 0 | 1 928 702 |
| | | АСБ2л 3X240 (2 трубы методом ГНБ) | 1 888 464 | 3 776 928 | 0 | 3 776 928 |
| | | АПвПу2г 3(1X120/50) (один кабель в траншее) | 231 300 | 462 600 | 0 | 462 600 |
| | | АПвПу2г 3(1X120/50) (два кабеля в траншее) | 454 500 | 909 000 | 0 | 909 000 |
| | | АПвПу2г 3(1X120/50) (1 труба методом ГНБ) | 806 639 | 1 613 278 | 0 | 1 613 278 |
| | | АПвПу2г 3(1X120/50) (2 трубы методом ГНБ) | 1 572 624 | 3 145 248 | 0 | 3 145 248 |

Стандартизированная тарифная ставка
на покрытие расходов сетевой организации
на строительство кабельных линий электропередачи,
руб./км (С₃)

| | | | | |
|--|-----------|-----------|---|-----------|
| АПвПу2г 3(1Х120/70) (один кабель в траншее) | 231 300 | 462 600 | 0 | 462 600 |
| АПвПу2г 3(1Х120/70) (два кабеля в траншее) | 454 500 | 909 000 | 0 | 909 000 |
| АПвПу2г 3(1Х120/70) (1 труба методом ГНБ) | 855 108 | 1 710 215 | 0 | 1 710 215 |
| АПвПу2г 3(1Х120/70) (2 трубы методом ГНБ) | 1 669 563 | 3 339 125 | 0 | 3 339 125 |
| АПвПу2г 3(1Х185/50) (один кабель в траншее) | 284 100 | 568 200 | 0 | 568 200 |
| АПвПу2г 3(1Х185/50) (два кабеля в траншее) | 560 100 | 1 120 200 | 0 | 1 120 200 |
| АПвПу2г 3(1Х185/50) (1 труба методом ГНБ) | 947 252 | 1 894 504 | 0 | 1 894 504 |
| АПвПу2г 3(1Х185/50) (2 трубы методом ГНБ) | 1 854 266 | 3 708 532 | 0 | 3 708 532 |
| АПвПу2г 3(1Х240/50) (один кабель в траншее) | 301 200 | 602 400 | 0 | 602 400 |
| АПвПу2г 3(1Х240/50) (два кабеля в траншее) | 587 873 | 1 175 746 | 0 | 1 175 746 |
| АПвПу2г 3(1Х240/50) (1 труба методом ГНБ) | 964 351 | 1 928 702 | 0 | 1 928 702 |
| АПвПу2г 3(1Х240/50) (2 трубы методом ГНБ) | 1 888 464 | 3 776 928 | 0 | 3 776 928 |
| АПвПу2г 3(1Х240/70) (один кабель в траншее) | 301 200 | 602 400 | 0 | 602 400 |
| АПвПу2г 3(1Х240/70) (два кабеля в траншее) | 594 300 | 1 188 600 | 0 | 1 188 600 |
| АПвПу2г 3(1Х240/70) (1 труба методом ГНБ) | 964 351 | 1 928 702 | 0 | 1 928 702 |
| АПвПу2г 3(1Х240/70) (2 трубы методом ГНБ) | 1 888 464 | 3 776 928 | 0 | 3 776 928 |

СН2

| | | | | | |
|----|---|-----------|-----------|---|-----------|
| НН | АПвБШп 4X120 (один кабель в траншее) | 363 235 | 726 470 | 0 | 726 470 |
| | АПвБШп 4X120 (два кабеля в траншее) | 508 529 | 1 017 058 | 0 | 1 017 058 |
| | АПвБШп 4X150 (один кабель в траншее) | 374 353 | 748 705 | 0 | 748 705 |
| | АПвБШп 4X150 (два кабеля в траншее) | 524 094 | 1 048 187 | 0 | 1 048 187 |
| | АПвБШп 4X185 (один кабель в траншее) | 420 109 | 840 217 | 0 | 840 217 |
| | АПвБШп 4X185 (два кабеля в траншее) | 588 152 | 1 176 304 | 0 | 1 176 304 |
| | АПвБШп 4X240 (один кабель в траншее) | 646 321 | 1 292 642 | 0 | 1 292 642 |
| | АПвБШп 4X240 (два кабеля в траншее) | 904 850 | 1 809 699 | 0 | 1 809 699 |
| | АПвБШп 4x240 (1 труба методом ГНБ) | 759 289 | 1 518 578 | 0 | 1 518 578 |
| | АПвБШп 4x240 (2 трубы методом ГНБ) | 1 470 520 | 2 941 040 | 0 | 2 941 040 |
| | АСБ2л 4X120 (один кабель в траншее) | 313 134 | 626 267 | 0 | 626 267 |
| | АСБ2л 4X120 (два кабеля в траншее) | 438 387 | 876 774 | 0 | 876 774 |
| | АСБ2л 4X150 (один кабель в траншее) | 563 668 | 1 127 336 | 0 | 1 127 336 |
| | АСБ2л 4X150 (два кабеля в траншее) | 789 135 | 1 578 270 | 0 | 1 578 270 |
| | АСБ2л 4x185 (один кабель в траншее) | 313 134 | 626 267 | 0 | 626 267 |
| | АСБ2л 4x185 (два кабеля в траншее) | 438 387 | 876 774 | 0 | 876 774 |
| | АСБ2л 4x185 (1 труба методом ГНБ) | 727 588 | 1 455 176 | 0 | 1 455 176 |
| | АСБ2л 4x185 (2 трубы методом ГНБ) | 1 407 117 | 2 814 234 | 0 | 2 814 234 |
| | АСБ2л 4X240 (один кабель в траншее) | 413 416 | 826 831 | 0 | 826 831 |
| | АСБ2л 4X240 (два кабеля в траншее) | 578 782 | 1 157 563 | 0 | 1 157 563 |

| | | | | | | | |
|--|--|--------|--------------------------------------|-----------|-----------|---|-----------|
| | | НН | АСБ2л 4х240 (1 труба методом ГНБ) | 784 095 | 1 568 190 | 0 | 1 568 190 |
| | | СН2/НН | АСБ2л 4х240 (2 трубы методом ГНБ) | 1 520 115 | 3 040 230 | 0 | 3 040 230 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х63 туликового типа | 1 406 | 2 812 | 0 | 2 812 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х100 туликового типа | 735 | 1 470 | 0 | 1 470 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х160 туликового типа | 587 | 1 174 | 0 | 1 174 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х250 туликового типа | 405 | 809 | 0 | 809 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х400 туликового типа | 562 | 1 124 | 0 | 1 124 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х630 туликового типа | 328 | 655 | 0 | 655 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х1000 туликового типа | 244 | 487 | 0 | 487 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х63 проходного типа | 2 509 | 5 018 | 0 | 5 018 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х100 проходного типа | 1 617 | 3 233 | 0 | 3 233 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х160 проходного типа | 1 055 | 2 110 | 0 | 2 110 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х250 проходного типа | 732 | 1 464 | 0 | 1 464 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х400 проходного типа | 776 | 1 551 | 0 | 1 551 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х630 проходного типа | 542 | 1 083 | 0 | 1 083 |
| | | СН2/НН | КТП 1Х1000 проходного типа | 415 | 830 | 0 | 830 |
| | | СН2/НН | 2КТП 2Х63 | 1 836 | 3 671 | 0 | 3 671 |
| | | СН2/НН | 2КТП 2Х100 | 1 184 | 2 367 | 0 | 2 367 |
| | | СН2/НН | 2КТП 2Х160 | 774 | 1 548 | 0 | 1 548 |
| | | СН2/НН | 2КТП 2Х250 | 554 | 1 107 | 0 | 1 107 |
| | | СН2/НН | 2КТП 2Х400 | 295 | 589 | 0 | 589 |
| | | СН2/НН | 2КТП 2Х630 | 375 | 750 | 0 | 750 |

4
Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов
сетевой организации на строительство подстанций, руб./кВт (С₄)

| | | | | | | |
|--|--|--------------|-------|-------|---|-------|
| | | | 293 | 586 | 0 | 586 |
| | | 2КТП 2Х1000 | 293 | 586 | 0 | 586 |
| | | БКТП 1Х100 | 1 634 | 3 267 | 0 | 3 267 |
| | | БКТП 1Х160 | 2 543 | 5 086 | 0 | 5 086 |
| | | БКТП 1Х250 | 1 003 | 2 205 | 0 | 2 205 |
| | | БКТП 1Х400 | 1 556 | 3 111 | 0 | 3 111 |
| | | БКТП 1Х630 | 1 023 | 2 045 | 0 | 2 045 |
| | | БКТП 1Х1000 | 657 | 1 314 | 0 | 1 314 |
| | | БКТП 1Х1250 | 602 | 1 203 | 0 | 1 203 |
| | | БКТП 2Х100 | 1 896 | 3 792 | 0 | 3 792 |
| | | БКТП 2Х160 | 1 220 | 2 439 | 0 | 2 439 |
| | | БКТП 2Х250 | 825 | 1 649 | 0 | 1 649 |
| | | БКТП 2Х400 | 748 | 1 495 | 0 | 1 495 |
| | | БКТП 2Х630 | 491 | 982 | 0 | 982 |
| | | БКТП 2Х1000 | 371 | 742 | 0 | 742 |
| | | БКТП 2Х1250 | 377 | 753 | 0 | 753 |
| | | БКТП 2Х1600 | 301 | 602 | 0 | 602 |
| | | БКРТП 2Х1000 | 1 506 | 3 012 | 0 | 3 012 |
| | | БКРТП 2Х1250 | 1 121 | 2 241 | 0 | 2 241 |
| | | БКРТП 4Х1000 | 729 | 1 458 | 0 | 1 458 |
| | | БКРТП 4Х1250 | 565 | 1 130 | 0 | 1 130 |
| | | РТП 4Х1250 | 644 | 1 288 | 0 | 1 288 |

Примечания:

1. Стандартизированные тарифные ставки для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям публичного акционерного общества «Ленэнерго», указанные в п. 1 настоящего приложения, установлены в ценах периода регулирования и не включают налог на добавленную стоимость.
2. Стандартизированные тарифные ставки для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям публичного акционерного общества «Ленэнерго», указанные в п. 2 - 4 настоящего приложения, установлены в базовых ценах 2001 года и не включают налог на добавленную стоимость.
3. Стандартизированные тарифные ставки для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям публичного акционерного общества «Ленэнерго» применяются при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям публичного акционерного общества энергопринимающих устройств заявителей в целях технологического присоединения по одному источнику электроснабжения.

**СТАНДАРТИЗИРОВАННЫЕ ТАРИФНЫЕ СТАВКИ ДЛЯ РАСЧЕТА ПЛАТЫ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ
К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ ПУБЛИЧНОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ЛЕНЭНЕРГО»
НА ТЕРРИТОРИИ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА В ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ ЗОНЕ (РАЙОНЕ) ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ № 2
НА 2017 ГОД**

| № п/п | Наименование мероприятий | Уровень напряжения в точке присоединения | Вид (тип) используемого материала, тип оборудования, способ выполнения работ | Размер стандартизированной тарифной ставки | | | |
|-------|--|--|--|--|---------------|----------------------------|---------------|
| | | | | с 01.01.2017 по 30.09.2017 | | с 01.10.2017 по 31.12.2017 | |
| | | | | не более 150 кВт | свыше 150 кВт | не более 150 кВт | свыше 150 кВт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпунктов "б" и "в"), руб./кВт (С ₁) | СН2, НН | X | 818 | 818 | 818 | 818 |
| 1.1 | Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю, руб./кВт (С _{1.1}) | СН2, НН | X | 451 | 451 | 451 | 451 |
| 1.2 | Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, руб./кВт (С _{1.2}) | СН2, НН | X | 228 | 228 | 228 | 228 |
| 1.3 | Участие сетевой организации в осмотре (обследовании) должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора присоединяемых Устройств, руб./кВт (С _{1.3}) | СН2, НН | X | 42 | 42 | 42 | 42 |
| 1.4 | Осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов Заявителя к электрическим сетям и включение коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положение "включено"), руб./кВт (С _{1.4}) | СН2, НН | X | 97 | 97 | 97 | 97 |
| 2 | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство воздушных линий электропередачи, руб./км (С ₂) | СН2 | | 124 214 | 248 427 | 0 | 248 427 |
| | | | | 126 311 | 252 622 | 0 | 252 622 |
| | | | | 131 375 | 262 750 | 0 | 262 750 |
| | | | | 137 704 | 275 407 | 0 | 275 407 |
| | | | | 142 737 | 285 474 | 0 | 285 474 |

на уровне напряжения ниже 35 кВ

| | | | | | | |
|--|-----|--|-----------|-----------|---|-----------|
| | | СИП 2 3X70+1x70 | 66 664 | 133 327 | 0 | 133 327 |
| | НН | СИП 2 3X95+1x95 | 81 349 | 162 698 | 0 | 162 698 |
| | | СИП 2 3X120+1x95 | 90 230 | 180 460 | 0 | 180 460 |
| | | АСБ2л 3X120 (один кабель в траншее) | 212 797 | 425 595 | 0 | 425 595 |
| | | АСБ2л 3X120 (два кабеля в траншее) | 385 928 | 771 856 | 0 | 771 856 |
| | | АСБ2л 3X120 (1 труба методом ГНБ) | 655 796 | 1 311 592 | 0 | 1 311 592 |
| | | АСБ2л 3X120 (2 трубы методом ГНБ) | 1 267 378 | 2 534 756 | 0 | 2 534 756 |
| | | АСБ2л 3X150 (один кабель в траншее) | 246 284 | 492 568 | 0 | 492 568 |
| | | АСБ2л 3X150 (два кабеля в траншее) | 416 697 | 833 394 | 0 | 833 394 |
| | | АСБ2л 3X150 (1 труба методом ГНБ) | 644 112 | 1 328 225 | 0 | 1 328 225 |
| | | АСБ2л 3X150 (2 трубы методом ГНБ) | 1 284 011 | 2 568 022 | 0 | 2 568 022 |
| | СН2 | АСБ2л 3X240 (один кабель в траншее) | 277 104 | 554 208 | 0 | 554 208 |
| | | АСБ2л 3X240 (два кабеля в траншее) | 540 843 | 1 081 686 | 0 | 1 081 686 |
| | | АСБ2л 3X240 (1 труба методом ГНБ) | 887 203 | 1 774 405 | 0 | 1 774 405 |
| | | АСБ2л 3X240 (2 трубы методом ГНБ) | 1 737 386 | 3 474 772 | 0 | 3 474 772 |
| | | АПвПу2г 3(1X120/50) (один кабель в траншее) | 212 796 | 425 592 | 0 | 425 592 |
| | | АПвПу2г 3(1X120/50) (два кабеля в траншее) | 418 140 | 836 280 | 0 | 836 280 |
| | | АПвПу2г 3(1X120/50) (1 труба методом ГНБ) | 742 108 | 1 484 215 | 0 | 1 484 215 |
| | | АПвПу2г 3(1X120/50) (2 трубы методом ГНБ) | 1 446 813 | 2 893 627 | 0 | 2 893 627 |
| | | Стандартизованная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство кабельных линий электропередачи, руб./км (С ₃) | | | | |

| | | | | | |
|--|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| СН2 | АПвПу2г 3(1Х120/70) (один кабель в траншее) | 212 796 | 425 592 | 0 | 425 592 |
| | АПвПу2г 3(1Х120/70) (два кабеля в траншее) | 418 140 | 836 280 | 0 | 836 280 |
| | АПвПу2г 3(1Х120/70) (1 труба методом ГНБ) | 786 699 | 1 573 397 | 0 | 1 573 397 |
| | АПвПу2г 3(1Х120/70) (2 трубы методом ГНБ) | 1 535 997 | 3 071 994 | 0 | 3 071 994 |
| | АПвПу2г 3(1Х185/50) (один кабель в траншее) | 261 372 | 522 744 | 0 | 522 744 |
| | АПвПу2г 3(1Х185/50) (два кабеля в траншее) | 515 292 | 1 030 584 | 0 | 1 030 584 |
| | АПвПу2г 3(1Х185/50) (1 труба методом ГНБ) | 871 471 | 1 742 943 | 0 | 1 742 943 |
| | АПвПу2г 3(1Х185/50) (2 трубы методом ГНБ) | 1 705 924 | 3 411 848 | 0 | 3 411 848 |
| | АПвПу2г 3(1Х240/50) (один кабель в траншее) | 277 104 | 554 208 | 0 | 554 208 |
| | АПвПу2г 3(1Х240/50) (два кабеля в траншее) | 540 843 | 1 081 686 | 0 | 1 081 686 |
| | АПвПу2г 3(1Х240/50) (1 труба методом ГНБ) | 887 203 | 1 774 405 | 0 | 1 774 405 |
| | АПвПу2г 3(1Х240/50) (2 трубы методом ГНБ) | 1 737 386 | 3 474 772 | 0 | 3 474 772 |
| | АПвПу2г 3(1Х240/70) (один кабель в траншее) | 277 104 | 554 208 | 0 | 554 208 |
| | АПвПу2г 3(1Х240/70) (два кабеля в траншее) | 546 756 | 1 093 512 | 0 | 1 093 512 |
| | АПвПу2г 3(1Х240/70) (1 труба методом ГНБ) | 887 203 | 1 774 405 | 0 | 1 774 405 |
| АПвПу2г 3(1Х240/70) (2 трубы методом ГНБ) | 1 737 386 | 3 474 772 | 0 | 3 474 772 | |

ИИ

| | | | | |
|---|-----------|-----------|---|-----------|
| АПвБШп 4Х120 (один кабель в траншее) | 334 163 | 668 326 | 0 | 668 326 |
| АПвБШп 4Х120 (два кабеля в траншее) | 467 828 | 935 656 | 0 | 935 656 |
| АПвБШп 4Х150 (один кабель в траншее) | 344 391 | 688 781 | 0 | 688 781 |
| АПвБШп 4Х150 (два кабеля в траншее) | 482 147 | 964 293 | 0 | 964 293 |
| АПвБШп 4Х185 (один кабель в траншее) | 386 365 | 772 730 | 0 | 772 730 |
| АПвБШп 4Х185 (два кабеля в траншее) | 540 911 | 1 081 822 | 0 | 1 081 822 |
| АПвБШп 4Х240 (один кабель в траншее) | 594 612 | 1 189 224 | 0 | 1 189 224 |
| АПвБШп 4Х240 (два кабеля в траншее) | 832 457 | 1 664 914 | 0 | 1 664 914 |
| АПвБШп 4Х240 (1 труба методом ГНБ) | 698 546 | 1 397 091 | 0 | 1 397 091 |
| АПвБШп 4Х240 (2 трубы методом ГНБ) | 1 352 878 | 2 705 756 | 0 | 2 705 756 |
| АСБ2л 4Х120 (один кабель в траншее) | 288 072 | 576 143 | 0 | 576 143 |
| АСБ2л 4Х120 (два кабеля в траншее) | 403 300 | 806 600 | 0 | 806 600 |
| АСБ2л 4Х150 (один кабель в траншее) | 518 575 | 1 037 149 | 0 | 1 037 149 |
| АСБ2л 4Х150 (два кабеля в траншее) | 726 005 | 1 452 009 | 0 | 1 452 009 |
| АСБ2л 4х185 (один кабель в траншее) | 288 083 | 576 165 | 0 | 576 165 |
| АСБ2л 4х185 (два кабеля в траншее) | 403 316 | 806 632 | 0 | 806 632 |
| АСБ2л 4х185 (1 труба методом ГНБ) | 669 381 | 1 338 761 | 0 | 1 338 761 |
| АСБ2л 4х185 (2 трубы методом ГНБ) | 1 294 547 | 2 589 094 | 0 | 2 589 094 |
| АСБ2л 4Х240 (один кабель в траншее) | 380 327 | 760 654 | 0 | 760 654 |
| АСБ2л 4Х240 (два кабеля в траншее) | 532 458 | 1 064 915 | 0 | 1 064 915 |

| | | | | | | |
|-------------|--|--------------------------------------|-----------|-----------|---|-----------|
| | НН | АСБ2л 4х240 (1 труба методом ГНБ) | 721 371 | 1 442 742 | 0 | 1 442 742 |
| | | АСБ2л 4х240 (2 трубы методом ГНБ) | 1 398 515 | 2 797 030 | 0 | 2 797 030 |
| 4 | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство подстанций, руб./кВт (С ₄) | КТП 1Х63 туликового типа | 1 406 | 2 812 | 0 | 2 812 |
| | | КТП 1Х100 туликового типа | 676 | 1 352 | 0 | 1 352 |
| | | КТП 1Х160 туликового типа | 540 | 1 080 | 0 | 1 080 |
| | | КТП 1Х250 туликового типа | 372 | 744 | 0 | 744 |
| | | КТП 1Х400 туликового типа | 517 | 1 034 | 0 | 1 034 |
| | | КТП 1Х630 туликового типа | 302 | 603 | 0 | 603 |
| | | КТП 1Х1000 туликового типа | 224 | 448 | 0 | 448 |
| | | КТП 1Х63 проходного типа | 2 309 | 4 617 | 0 | 4 617 |
| | | КТП 1Х100 проходного типа | 1 487 | 2 974 | 0 | 2 974 |
| | | КТП 1Х160 проходного типа | 971 | 1 941 | 0 | 1 941 |
| | | КТП 1Х250 проходного типа | 674 | 1 347 | 0 | 1 347 |
| | | КТП 1Х400 проходного типа | 714 | 1 427 | 0 | 1 427 |
| | | КТП 1Х630 проходного типа | 498 | 996 | 0 | 996 |
| | | КТП 1Х1000 проходного типа | 382 | 764 | 0 | 764 |
| | | 2КТП 2Х63 | 1 689 | 3 377 | 0 | 3 377 |
| | | 2КТП 2Х100 | 1 089 | 2 178 | 0 | 2 178 |
| | | 2КТП 2Х160 | 712 | 1 424 | 0 | 1 424 |
| | | 2КТП 2Х250 | 509 | 1 018 | 0 | 1 018 |
| | | 2КТП 2Х400 | 271 | 542 | 0 | 542 |
| | | 2КТП 2Х630 | 345 | 690 | 0 | 690 |
| 2КТП 2Х1000 | 270 | 539 | 0 | 539 | | |

| | | | | | | |
|--|--------|-------------|-------|-------|---|-------|
| | CH2/HH | БКТП 1X160 | 1 503 | 3 006 | 0 | 3 006 |
| | | БКТП 1X100 | 2 334 | 4 679 | 0 | 4 679 |
| | | БКТП 1X250 | 1 015 | 2 029 | 0 | 2 029 |
| | | БКТП 1X400 | 1 431 | 2 862 | 0 | 2 862 |
| | | БКТП 1X630 | 941 | 1 881 | 0 | 1 881 |
| | | БКТП 1X1000 | 605 | 1 209 | 0 | 1 209 |
| | | БКТП 1X1250 | 554 | 1 107 | 0 | 1 107 |
| | | БКТП 2X100 | 1 745 | 3 489 | 0 | 3 489 |
| | | БКТП 2X160 | 1 122 | 2 244 | 0 | 2 244 |
| | | БКТП 2X250 | 759 | 1 517 | 0 | 1 517 |
| | | БКТП 2X400 | 688 | 1 375 | 0 | 1 375 |
| | | БКТП 2X630 | 452 | 903 | 0 | 903 |
| | | БКТП 2X1000 | 342 | 683 | 0 | 683 |
| | | БКТП 2X1250 | 347 | 693 | 0 | 693 |
| | | БКТП 2X1600 | 277 | 554 | 0 | 554 |
| | | БКТП 2X1000 | 1 386 | 2 771 | 0 | 2 771 |
| | | БКТП 2X1250 | 1 031 | 2 062 | 0 | 2 062 |
| | | БКТП 4X1000 | 671 | 1 341 | 0 | 1 341 |
| | | БКТП 4X1250 | 520 | 1 040 | 0 | 1 040 |
| | | РТП 4X1250 | 593 | 1 185 | 0 | 1 185 |

Примечания:

1. Стандартизированные тарифные ставки для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям публичного акционерного общества «Ленэнерго», указанные в пункте 1 настоящего приложения, установлены в ценах периода регулирования и не включают налог на добавленную стоимость.
2. Стандартизированные тарифные ставки для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям публичного акционерного общества «Ленэнерго», указанные в пунктах 2 - 4 настоящего приложения, установлены в базовых ценах 2001 года и не включают налог на добавленную стоимость.
3. Стандартизированные тарифные ставки для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям публичного акционерного общества «Ленэнерго» применяются при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям публичного акционерного общества энергопринимающих устройств заявителей в целях технологического присоединения по одному источнику электроснабжения.

**ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ ЗОНЫ (РАЙОНЫ) ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ
К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ НА ТЕРРИТОРИИ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА НА 2017 ГОД**

| № п/п | Территориальные зоны (районы) технологического присоединения | Описание границ территориальных зон (районов) технологического присоединения |
|----------|---|--|
| 1. | № 1 | <p>На севере: по р. Большая Невка, далее р. Нева до Литейного моста. На востоке: по р. Нева от Литейного моста до моста Александра Невского. На юге: по р. Нева от моста Александра Невского до Обводного канала, далее по нечетной стороне Обводного канала от моста Александра Невского до р. Екатерингофка. На западе: от Обводного канала по р. Екатерингофка, далее по р. Большая Нева и Невской губе вдоль западной части Васильевского острова и Крестовского острова, до р. Большая Невка.</p> |
| 2. | № 2 | В административных границах Санкт-Петербурга, за исключением территории территориальной зоны (района) технологического присоединения № 1 (включая зону балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности ОАО «Оборонэнерго» (филиал «Северо-Западный»)). |