**Утверждено**

Постановлением

Административного

совета НАРЭ

 № 65/2018 от 23.02.2018

МЕТОДОЛОГИЯ

расчета, утверждения и применения регулируемых цен на поставку

электроэнергии гарантирующим поставщиком и поставщиком

универсальной услуги

Раздел 1

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

**1.** Методология расчета, утверждения и применения регулируемых цен на поставку электроэнергии гарантирующим поставщиком и поставщиком универсальной услуги (далее – Методология) направлена на установление порядка расчета регулируемых цен на поставку электроэнергии поставщиками электроэнергии, на которых возложена обязанность публичной услуги по предоставлению универсальной услуги и/или по обеспечению гарантированной поставки (далее – Поставщики).

**2.** Методология устанавливает:

1) принципы и алгоритм расчета регулируемых цен на поставку электроэнергии;

2) способ определения, согласования и утверждения регулируемых цен на поставку электроэнергии, дифференцированных по уровням напряжения распределительных электросетей, по которым электроэнергия поставляется конечным потребителям, в зависимости от зоны потребления и способа оплаты за поставляемую электроэнергию конечным потребителям;

3) состав, способ определения и включения в регулируемые цены на поставку электроэнергии затрат и расходов, связанных только с деятельностью по поставке электроэнергии в контексте публичной услуги по оказанию универсальной услуги и/или по обеспечению гарантированной поставки;

4) способ определения стоимости приобретаемой электроэнергии, расходов, связанных с предоставлением Поставщику услуг по передаче и услуг по распределению электроэнергии оператором передающей системы и оператором распределительной системы;

5) способ определения и утверждения затрат и расходов Поставщика, связанных только с деятельностью по поставке электроэнергии на первый, базовый год действия Методологии;

6) способ пересмотра затрат и расходов Поставщика, связанных с деятельностью по поставке электроэнергии, на последующий период после базового года.

Раздел 2

ПРИНЦИПЫ ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЦЕН

**3.** Методология основывается на следующих регулирующих принципах:

1) бухгалтерское разделение регулируемой деятельности от других видов деятельности, осуществляемых Поставщиком;

2) эффективное функционирование и обеспечение жизнеспособности Поставщика;

3) определение реальных затрат на приобретение электроэнергии, затрат, связанных с предоставлением Поставщику услуг по передаче и услуг по распределению электроэнергии, затрат и расходов, строго необходимых для осуществления регулируемой деятельности по поставке электроэнергии, с исключением из процедуры расчета всех экономически неоправданных затрат и расходов и/или ненужных для поставки электроэнергии;

4) осуществление деятельности по поставке электроэнергии в условиях эффективности и надежности;

5) включение в регулируемые цены на поставку электроэнергии только реальных затрат и расходов, строго необходимых для покупки, передачи, распределения и поставки электроэнергии по электросетям соответствующего уровня напряжения, к которым подключена электроустановка конечного потребителя;

6) устранение перекрестного субсидирования;

7) прозрачность в процессе регулирования цен.

Раздел 3

РАСЧЕТ ЦЕН

**4.** Средняя цена на поставку электроэнергии (PFCmn) всем потребителям, которых обслуживает Поставщик в регулируемом году «n», определяется исходя из дохода, который должен получить Поставщик для покрытия реальных затрат и расходов, необходимых для поставки электроэнергии и получения разумной прибыли. Таким образом, рассматриваемая цена будет определяться согласно следующей формуле:

$$PFC\_{mn}=\frac{VF\_{n}}{EFC\_{n}}=\frac{CFT\_{n}+RF\_{n}}{EFC\_{n}} (1)$$

где:

*VFn* – регулируемый доход, который должен получить Поставщик в году «n» в результате поставки электроэнергии всем обслуживаемым потребителям, в леях. Поставка электроэнергии может выполняться Поставщиком в пунктах входа в передающие электросети, у пунктов выхода из передающих электросетей и у пунктов выхода из распределительных электросетей. Таким образом:

*VFn = VFnot + VFntr + VFnd*(2)

где:

*VFnot* – доход Поставщика в году «n» от поставки электроэнергии в пунктах входа в передающие электросети, в леях;

*VFntr* – доход Поставщика в году «n» от поставки электроэнергии потребителям у пунктов выхода из передающих электросетей, электроустановки которых напрямую подключены к передающим электросетям, в леях;

*VFnd* – доход Поставщика в году «n» от поставки электроэнергии потребителям у пунктов выхода из распределительных электросетей, в леях, который определяется согласно формуле:

*VFnd = VFnit + VFnmt + VFnjt*  (3)

где:

*VFnit* – доход от поставки электроэнергии конечным потребителям в году «n», электроустановки которых подключены к распределительным электросетям высокого напряжения, в леях;

*VFnmt* – доход от поставки электроэнергии конечным потребителям в году «n», электроустановки которых подключены к распределительным электросетям среднего напряжения, в леях;

*VFnjt* – доход от поставки электроэнергии конечным потребителям в году «n», электроустановки которых подключены к распределительным электросетям низкого напряжения, в леях;

*CFTn* – общие затраты и расходы Поставщика, связанные с поставкой электроэнергии, которые определяются согласно формуле:

*CFTn = CEPn + CSTn + CSDn + CSFn – Devn-1* (4)

где:

*CEPn* – стоимость электроэнергии, приобретенной Поставщиком в году «n», для ее поставки всем потребителям, в леях;

*CSTn* – расходы, понесенные Поставщиком в году «n», за услуги по передаче электроэнергии, предоставленные ему через передающие электросети оператором передающей системы, в леях;

*CSDn* – расходы, понесенные Поставщиком в году «n», за услуги по распределению электроэнергии, предоставленные Поставщику оператором распределительной системы, в леях;

*CSFn* – общие расходы и затраты Поставщика, необходимые для осуществления деятельности по поставке электроэнергии в году «n», в леях;

*Devn-1* – составляющая, которая примет во внимание тарифные отклонения Поставщика, положительные (+) или отрицательные (-), образованные в году «n-1» (предыдущий период регулирования), которые необходимо включить в расчеты регулируемых цен на год «n» (период, для которого устанавливаются регулируемые цены). Эти отклонения могут возникнуть в результате разницы между прогнозными параметрами при установлении тарифов в году «n-1» и реально полученными в году «n-1», в леях;

*RFn* – регулируемая прибыль, которую необходимо получить Поставщику в году «n» от поставки электроэнергии, которая определяетсясогластно формуле:

*RFn=(CEPn + CSTn + CSDn + CSFn )×R%* (5)

где:

*R%* – регулируемый уровень рентабельности для регулируемой деятельности по поставке электроэнергии, установленная на уровне 1,0 %, постоянный на весь период применения методологии

*EFCn* – количество электроэнергии, поставленной в году «n» всем потребителям, обслуживаемым Поставщиком, определяемое согласно формуле:

*EFCn = EFCnot + EFCntr + EFCndr*  (6)

где:

*EFCnot* – количество электроэнергии, поставляемой Поставщиком в году «n», в пунктах входа в передающие электросети оператора передающей системы, кВт.ч;

*EFCntr* – количество электроэнергии, поставляемой в году «n», у пунктов выхода из передающих электросетей оператора передающей системы, кВт.ч;

*EFCndr* – количество электроэнергии, поставляемой у пунктов выхода из распределительных электросетей, которое определяется согласно формуле, кВт.ч:

*EFCndr = EFCnit + EFCnmt + EFCnjt*  (7)

где:

*EFCnit* – количество электроэнергии, поставляемой в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям высокого напряжения (IT), которые охватывают распределительные электросети, соответствующие напряжению 35-110 кВ, кВт.ч;

*EFCnmt* – количество электроэнергии, поставляемой в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям среднего напряжения (MT), которые охватывают распределительные электросети, соответствующие напряжению 6-10 кВ, кВт.ч;

*EFCnjt* – количество электроэнергии, поставляемой в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям низкого напряжения (JT), которые охватывают распределительные электросети, соответствующие напряжению 0,4 кВ и ниже, кВт.ч.

**5.** Регулируемые цены на поставку электроэнергии определяются и утверждаются таким образом, чтобы каждая категория конечных потребителей оплачивала только реальные расходы, необходимые для приобретения электроэнергии, ее передачи, распределения и поставки в разграничительныепункты или места потребления конечных потребителей в зависимости от уровня напряжения электросетей, к которым подключены электроустановки потребителей. Эти цены могут быть как одноставочные, так и двухставочные.

**6.** Одноставочная регулируемая цена на поставку электроэнергии отражает затраты Поставщика на 1 кВт.ч (лей/кВт.ч). В этом случае доходы Поставщика за регулируемый год «n» от поставки электроэнергии конечным потребителям электроэнергии и, соответственно, платежи, которые должны оплатить все конечные потребители за потребляемую электроэнергию, определяются согласно формуле:

 $$VF\_{n}=PAC\_{n}=\sum\_{}^{}EFC\_{nk}×PFC\_{nk}^{m} (8)$$

где:

*PACn* *–* оплата, которую должны произвести все конечные потребители Поставщика за поставляемую (потребляемую) электроэнергию в году «n» , в леях;

*EFCnk* – общее количество поставляемой электроэнергии в году «n» конечными потребителями категории «k», кВт.ч;

$PFC\_{nk}^{m}$– регулируемая одноставочная регулируемая цена на поставляемую электроэнергию в году «n» конечным потребителям категории «k», лей/кВт·ч. Эта регулируемая цена определяется:

1) За поставляемую электроэнергию в пунктах входа в передающие электросети (оператору передающей системы для покрытия технологических расходов и потерь электроэнергии в передающих электросетях):

$$PFC\_{not}=\frac{VF\_{not}}{EFC\_{not}}=\frac{CEP\_{n}+CSF\_{n}-Dev\_{n-1}+RF\_{n}}{EFC\_{n}}=\frac{CEP\_{n}}{EFC\_{n}}+PF\_{n} (9)$$

где:

*PFn* – регулируемая цена на осуществление Поставщиком деятельности по поставке электроэнергии, лей/кВт·ч, которая определяется согласно формуле:

$$PF\_{n}=\frac{CSF\_{n}-Dev\_{n-1}+RF\_{n}}{EFC\_{n}} (10)$$

2) За электроэнергию, поставляемую у пунктов выхода из передающих электросетей (конечным потребителям, электроустановки которых подключены непосредственно к передающим электросетям, операторам распределительных систем для покрытия технологических расходов и потерь электроэнергии в распределительных электросетях):

 $$PFC\_{ntr}=\frac{VF\_{ntr}}{EFC\_{ntr}}=\frac{CEP\_{n}}{EFC\_{n}}+PF\_{n}+\frac{CST\_{n}}{EFC\_{n}-EFC\_{not}}=\frac{CEP\_{n}}{EFC\_{n}}+PF\_{n}+TT\_{n} (11)$$

где:

*TTn* – тариф на услугу по передаче электроэнергии в году «n» оказанную Поставщику оператором передающей системы, утвержденный Агентством в соответствии с законом, лей/кВт·ч.3) За поставляемую электроэнергию в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям высокого напряжения (TI):

$$PFC\_{nit}^{m}=\frac{VF\_{nit}}{EFC\_{nit}}=\frac{CEP\_{n}}{EFC\_{n}}+PF\_{n}+TT\_{n}+TD\_{nit}^{m} (12)$$

где:

$TD\_{nit}^{m}$– тариф на услугу по распределению электроэнергии, оказанную Поставщику в году «n» операторами распределительных систем через распределительные электросети высокого напряжения, рассчитанный на 1 кВт·ч и утвержденный Агентством в соответствии с законом.

4) За поставляемую электроэнергию в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям среднего напряжения (TM):

$$PFC\_{nmt}^{m}=\frac{VF\_{nmt}}{EFC\_{nmt}}=\frac{CEP\_{n}}{EFC\_{n}}+PF\_{n}+TT\_{n}+TD\_{nmt}^{m} (13)$$

где:

$TD\_{nmt}^{m}$– тариф на услугу по распределению электроэнергии, оказанную Поставщику в году «n» операторами распределительных систем через распределительные электросети среднего напряжения, рассчитанный на 1 кВт·ч и утвержденный Агентством в установленном законом порядке.

5) За поставляемую электроэнергию в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям низкого напряжения (TJ):

 $$PFC\_{njt}^{m}=\frac{VF\_{njt}}{EFC\_{njt}}=\frac{CEP\_{n}}{EFC\_{n}}+PF\_{n}+TT\_{n}+TD\_{njt}^{m} (14)$$

где:

$TD\_{njt}^{m}$– тариф на услугу по распределению электроэнергии, оказанную Поставщику в году «n» операторами распределительных систем по распределительным электросетям низкого напряжения, рассчитанный на 1 кВт·ч и утвержденный Агентством в установленном законном порядке.

**7.** В случае двухставочных регулируемых цен на поставку электроэнергии расходы Поставщика делятся между двумя компонентами тарифа:

1) регулируемая цена на поставляемую электроэнергию, лей/кВт·ч;

2) тариф на договорную мощность, лей/кВт

В этом случае доходы Поставщика от поставки электроэнергии конечным потребителям по распределительным электросетям (VFnd) и, соответственно, необходимая оплата за поставляемую энергию в году «n», которую должны осуществлять конечные потребители, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям (PACnd), определяются исходя из поставляемой (потребляемой) электроэнергии, а также исходя из договорной мощности, заявленной конечными потребителями, согласно формуле:

*VFnd = PACnd = EFCnd × PFEnd + ∑TPnk × PCnk*  (15)

где:

*EFCnd* – количество поставляемой электроэнергии конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям («TI», «TM», «TJ»);

*PFEnd* – регулируемая цена на поставляемую электроэнергию в году «n» конечным потребителям, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям, лей/кВт·ч. Эта цена определяется согласно формуле:

$$PFE\_{nd}=\frac{CEP\_{n}}{EFC\_{n}}+PF\_{n}+TT\_{n} (16)$$

где:

*PCnk* –договорная мощность, заявленная в году «n» конечными потребителями, электроустановки которых подключены к распределительным электросетям, соответствующим уровню напряжения «k», кВт;

*TPnk* – тариф в году «n» на заявленную электрическую мощность, относящийся к распределительным электросетям с уровнем напряжения «k», лей/кВт. Тарифы на заявленную электрическую мощность определяются в соответствии с Методологией расчета, утверждения и пересмотра тарифов на услуги по распределению электроэнергии и утверждаются Агентством в установленном законом порядке в леях/кВт/месяц по каждому уровню напряжения распределительных электросетей («TI», «TM» и «TJ»).

**8.** Как одноставочные регулируемые цены на поставку электроэнергии, так и двухставочные регулируемые цены могут быть дифференцированы в зависимости от часов потребления. Регулируемые цены на поставку электроэнергии в зависимости от часов потребления определяются Поставщиком и утверждаются Агентством согласно закону исходя из условий, предусмотренных в контрактах на приобретение электроэнергии у местных производителей, и по импорту, относительно закупочных цен на электроэнергию, дифференцированных в зависимости от часов потребления (дневные часы, ночные часы и часы пик). В этом случае регулируемые цены на поставку электроэнергии определяются в соответствии с формулами (9), (11)–(16) Методологии, для каждого интервала часов потребления исходя из стоимости приобретаемой электроэнергии, которая определяется раздельно для каждого интервала часов потребления, в то время как другие компоненты регулируемых цен не зависят от часов потребления.

Раздел 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ И РАСХОДОВ

**9.** Как уже было отмечено в п.4 Методологии, в состав всех затрат и расходов Поставщика включено следующее: стоимость электроэнергии, приобретаемой Поставщиком для поставки в регулируемый год «n» всем потребителям (CEPn), затраты за предоставленные Поставщику оператором передающей системы услуги по передаче электроэнергии (CSTn), затраты за предоставленные Поставщику оператором распределительной системы услуги по распределению электроэнергии (CSDn), а также затраты и расходы Поставщика, связанные с осуществлением деятельности по поставке электроэнергии (CSFn).

**10.** Стоимость приобретаемой электроэнергии в регулируемый год «n» определяется исходя из количества приобретенной электроэнергии для ее поставки всем потребителям, которых обслуживает Поставщик, и закупочных цен на эту электроэнергию, согласно формуле:

*CEPn = EPn × PEn*  (17)

где:

*EPn* – общее количество электроэнергии, которую Поставщик должен приобрести в году «n» для снабжения всех потребителей, обслуживаемых Поставщиком, а также по необходимости и оператора передающей системы и операторов распределительных систем, кВт·ч;

*PEn* – средняя цена закупки электроэнергии Поставщиком в году «n» от местных производителей и по импорту, лей/кВт·ч. Эта цена основывается на ценах, утвержденных Агентством в случае покупки электроэнергии у регулируемых отечественных производителей, и на ценах, предусмотренных в договорах о покупке электроэнергии, в случае покупки импортируемой электроэнергии, а также у тех производителей, цены которых не регламентированы. Эта цена определяется следующим образом:

$$PE\_{n}=\frac{\sum\_{}^{}(PER\_{n}×EPR\_{n}+PELS\_{n}×EPL\_{n}+PEB\_{n}×EPB\_{n})}{EPT\_{n}} (18)$$

где:

*PERn* – средневзвешенная цена покупки электроэнергии Поставщиком в году «n» от местных производителей, цены которых регулируются государством, лей/ кВт·ч;

*EPRn* – количество электроэнергии, приобретаемой Поставщиком в году «n» от местных производителей, цены которых регулируются государством, кВт·ч;

*PELSn* – средневзвешенная цена со стимулом закупки Поставщиком в году «n» импортируемой электроэнергии, а также электроэнергии из местных источников по свободным (нерегулируемым) рыночным ценам, лей/кВт·ч. Эта цена определяется по формуле:

*PELSn = PELn + K × (PELn-1 – PELn)*  (19)

где:

*PEL****n*** *–* средневзвешенная цена закупки Поставщиком в году «n» импортируемой электроэнергии, а также электроэнергии из местных источников по свободным рыночным ценам, лей/кВт·ч;

*PELn-1* – фактическая средневзвешенная цена закупки Поставщиком в предыдущем году (n-1) импортируемой электроэнергии, а также электроэнергии из местных источников по свободным рыночным ценам, лей/кВт·ч;

*K* – коэффициент стимулирования, который равен 0,5 в случае, если PELn меньше чем PELn-1. Во всех остальных случаях K=0. Коэффициент стимулирования предусматривает только стимулирование эффективного управления закупок электроэнергии Поставщиком таким образом, чтобы закупочные цены были наиболее низкими на рынке. При определении коэффициента стимулирования не будут учитываться снижения цен по сравнению с предыдущим годом в результате изменения валютного курса молдавского лея по отношению к валюте, по которой приобретается энергия, снижение цен в результате переговоров, проводимых правительственными органами, или в результате снижения цен на международном энергетическом рынке, а также другие снижения цен, которые не связаны напрямую с действиями Поставщика;

*EPLn* – количество импортируемой электроэнергии, а также электроэнергии из отечественных производителей, приобретаемой Поставщиком в году «n» по свободным рыночным ценам, кВт·ч;

*PEBn* – средневзвешенная цена на электроэнергию, которую Поставщик должен заплатить в году «n» за электроэнергию, поставляемую оператором передающей системы для покрытия дисбалансов допущенных Поставщиком, лей/кВт·ч;

*EPBn* – количество электроэнергии, поставляемой в году «n» оператором передающей системы для покрытия дисбалансов допущенных Поставщиком, кВт·ч;

*EPTn* – общее количество приобретаемой Поставщиком электроэнергии в году «n», кВт·ч. Количество приобретаемой электроэнергии должно быть равным количеству электроэнергии, поставляемой Поставщиком всем потребителям. То есть:

*EPTn = EFCn*  (20)

**11.** Затраты, понесенные Поставщиком за услуги по передаче электроэнергии, предоставляемые оператором передающей системы, определяются согласно формуле:

*CSTn = ETn × TTn* (21)

где:

*ETn* – количество электроэнергии Поставщика, транспортированной оператором передающей системы в году «n» по передающим электросетям, кВт·ч.

**12.** Затраты, понесенные Поставщиком на услуги по распределению электроэнергии, предоставляемые операторами распределительных систем, определяются согласно формуле:

 *CSDn = EFCnit × TDnit + EFCnmt × TDnmt + EFCnjt × TDnjt*(22)

где:

*TDnt; TDnmt; TDnjt* – тариф на предоставление операторами распределительных систем услуги по распределению электроэнергии в году «n» через распределительные электросети высокого, среднего н и низкого напряжения, утвержденный Агентством в установленном законом порядке.

**13.** Общие затраты и расходы Поставщика, необходимые для осуществления деятельности по поставке электроэнергии в регулируемом году «n» (CSFn) включают:

1) расходы, связанные с заключением и выполнением договоров на закупку, договоров на поставку электроэнергии всем потребителям, договоров на оказание услуг по передаче и распределению электроэнергии, других договоров, связанных с деятельностью по поставке электроэнергии;

2) расходы и затраты, связанные с фактурированием и сбором платежей за электроэнергию, поставляемую потребителям, фактурированием и оплатой счетов за приобретаемую электроэнергию, за предоставление услуг по передаче и услуг по распределению электроэнергии;

3) расходы на обеспечение базы данных для управления потребителями, организацию и проведение работы с потребителями (коммерческие центры, службы информации для потребителей, операторы передающей системы, операторы распределительных систем и других уполномоченных учреждений);

4) амортизация основных средств и нематериальных активов, расходы на содержание и эксплуатацию основных средств и нематериальных активов, связанные с деятельностью по поставке электроэнергии;

5) другие расходы на реализацию, непосредственно связанные с поставкой электроэнергии;

6) административные расходы Поставщика, связанные с деятельностью по поставке электроэнергии.

**14.** Все затраты и расходы, непосредственно связанные с деятельностью по поставке, указанные в п.13 Методологии, состоят из затрат на персонал (CRF), материальных затрат (CMF), затрат на предоставление услуг третьими лицами (CSP), амортизации основных средств и долгосрочных нематериальных активов (UA), а также из других расходов на поставку электроэнергии (ACF). Таким образом, общие затраты и расходы, связанные с деятельностью по поставке электроэнергии в году «n», можно определить согласно формуле:

*CSFn = CRFn + CMFn + CSPn + UAn + ACFn*  (23)

**15.** В затраты Поставщика на персонал, включены как затраты на оплату труда, так и соответствующие налоги, предусмотренные законодательством (взносы обязательного государственного социального страхования и взносы обязательного медицинского страхования). Затраты на оплату труда определяются Поставщиком для первого года действия Методологии, базовый год (CRFo), исходя из: необходимого количества сотрудников для нормального осуществления деятельности по поставке электроэнергии; их квалификационной категории; гарантированного минимального размера заработной платы в реальном секторе; отраслевых коэффициентов сложности; распорядка и условий труда; тарифов на обязательные взносы государственного социального страхования и взносы обязательного медицинского страхования, других выплат и надбавок, установленных законодательством. Эти затраты определяются Поставщиком на первый год действия Методологии, рассматриваются и утверждаются Агентством как базовые затраты на весь период действия Методологии. На каждый последующий год «n» эти затраты пересматриваются исходя из индекса потребительских цен Республики Молдова и индекса изменения количества мест потребления конечных потребителей, обслуживаемых Поставщиком, согласно формуле:

*CRFn = CRF0 × ∏[(1 + IPCMn) × (1 + ΔNCn)]* (24)

где:

*IPCMn* – индекс потребительских цен в РМ в году «n»;

*∆NCn* – индекс изменения количества мест потребления конечных потребителей, обслуживаемых Поставщиком в году «n», который определяется согласно формуле:

$$∆NC\_{n}=\frac{NC\_{n}-NC\_{n-1}}{NC\_{n-1}} (25)$$

где:

*NCn* – количество мест потребления конечных потребителей, обслуживаемых Поставщиком в регулируемом году «n»;

*NCn-1* – количество мест потребления конечных потребителей, обслуживаемых Поставщиком в году «n-1».

В случае если на национальном уровне произойдет изменение гарантированного минимального размера заработной платы в реальном секторе, затраты, связанные с оплатой труда, в соответствующем году корректируются с учетом пересмотренного гарантированного минимального размера.

**16.** Общие материальные затраты Поставщика, необходимые для осуществления деятельности по поставке электроэнергии, определяются Поставщиком на первый год действия Методологии (CMFo) исходя из количества каждого вида необходимого материала, определяемого на основании норм использования, и анализа материалов, используемых Поставщиком в предыдущий регулируемый период для обслуживания потребителей, содержания и эксплуатации основных средств и нематериальных активов, а также исходя из минимальных цен на рынке в результате произведенных в соответствии с регламентом, утвержденным Агентством, закупок. Как и в случае затрат на оплату труда, эти затраты рассматриваются и утверждаются Агентством для первого года в качестве базовых затрат на весь срок действия Методологии. На каждый последующий год «n» эти затраты пересматриваются согласно следующей формуле:

 $CMF\_{n}=CMF\_{0}×\prod\_{}^{}[\left(1+HICP\_{n}\right)×\left(1+∆NC\_{n}\right)]×\frac{LeiD\_{n}}{LeiD\_{n-1}} (26)$

где:

*HICPn* – индекс розничных цен США в году «n», опубликованный Министерством труда США;

*LeiDn* – официальный средний обменный курс молдавского лея по отношению к доллару США в году «n», год, на который корректируются затраты;

*LeiDn-1* – официальный средний обменный курс молдавского лея по отношению к доллару США в году «n-1».

**17.** Общие затраты на услуги, предоставляемые третьими лицами, включают услуги, предоставляемые в связи с отправкой счетов-фактур, приемом платежей от потребителей за электроэнергию, услугами телефонной связи, информационными и другими услугами, которые связаны с деятельностью по поставке электроэнергии, предоставляемыми Поставщику согласно заключенным договорам с третьими лицами. Данные затраты определяются для первого года действия настоящей Методологии (CSPo) исходя из договоров подряда, заключенных с третьими лицами в результате приобретения работ и услуг, осуществленных в соответствии с законодательством. Данные расходы рассматриваются и утверждаются Агентством в качестве базовых расходов на весь срок действия Методологии. Для каждого последующего года «n» данные расходы пересматриваются согласно следующей формуле:

$$CSP\_{n}=CSP\_{0}×\prod\_{}^{}\left[\left(1+IPCM\_{n}\right)×\left(1+∆NC\_{n}\right)\right] (27)$$

**18.** Амортизация основных средств и нематериальных активов определяются Поставщиком ежегодно, исходя из первоначальной стоимости активов, необходимых для осуществления деятельности по поставке электроэнергии, и срока использования этих активов, используя метод линейного списания, который обеспечивает равномерное начисление износа в составе затрат и расходов Поставщика в течение всего срока полезной службы основных средств и нематериальных активов согласно формуле:

$$UA\_{tn}=\sum\_{k=1}^{m}\frac{VIA\_{k\_{n-1}}}{DV\_{k}} (28)$$

где:

*VIAkn-1* – первоначальная стоимость основных средств и нематериальных активов, используемых в деятельности по поставке электроэнергии, введенных в эксплуатацию до года «n-1», в результате осуществленных инвестиций, согласно инвестиционным планам, утвержденным Агентством;

*DVk* – срок использования основных средств и нематериальных активов категории «k», который должен соответствовать фактическому сроку службы актива. Вместе с тем этот срок действия не может быть меньше срока, указанного в Каталоге основных средств и нематериальных активов, утвержденном Постановлением Правительства № 338 от 21.03.2003 г.

19. Планирование и осуществление инвестиций выполняется Поставщиком в соответствии с Положением о планировании, утверждении и осуществлении инвестиций, утверждённым Постановлением Административного совета Агентства № 283/2016 от 15 ноября 2016 г

**20.** Другие расходы на поставку электроэнергии (ACFn) включают, дотацию на создание оборотного фонда, расходы на уплату налогов и пошлин, которые согласно законодательству относятся к расходам. Данные расходы определяются отдельно для каждого года согласно формуле:

*ACFn = CFRn + Tn* (29)

где:

*CFRn* – дотация на создание оборотного фонда в году «n», которая определяются согласно формуле:

$$CFR\_{n}=\frac{α×(CEP\_{n}+CST\_{n}+CSD\_{n}+CRF\_{n}+CMF\_{n}+CSP\_{n}+T\_{n})}{365}×Rdn (30)$$

где:

*α* – необходимость в оборотном фонде, выраженная в днях фактурирования за электроэнергию. Устанавливается *α* = 25 дней, параметр, определяемый на основании режима оплаты потребителями за потребляемую электроэнергию согласно действующим нормативным актам и режима оплаты нужд Поставщика (в связи с приобретением электроэнергии, услугами по передаче и распределению электроэнергии, приобретением материалов и услуг);

 *Rdn* – применяемая ставка для установления дотации на создание оборотного фонда, которая определяются согласно формуле:

*Rdn =0,65 × RUSD+0,35 × RMDL*(31)

где:

*RUSD* – средняя ставка по кредитам, предоставляемых юридическим лицам в году «n» в иностранной валюте, опубликованная Национальным банком в разделе: Средневзвешенные процентные ставки по новым кредитам, средневзвешенная процентная ставка по кредитам выданным в иностранной валюте /юридические лица /до 12 месяцев;

*RMDL* - средняя ставка по кредитам, предоставляемых юридическим лицам в году «n» в национальной валюте, опубликованная Национальным банком в разделе: Средневзвешенные процентные ставки по новым кредитам, средневзвешенная процентная ставка по кредитам выданным в национальной валюте /юридические лица /до 12 месяцев;

 *Tn* – налоги, пошлины и другие обоснованные платежи, которые должны быть оплачены предприятием в году «n» и которые согласно законодательству относятся к расходам.

 В случае, если поставщик не использует в полной мере дотацию на создание оборотного фонда для выплаты процентных ставок по краткосрочным кредитам, Агентство, при актуализации регулируемых цен на поставку электроэнергии, вправе уменьшить значение регулируемого дохода на величину дотации, используемую на другие цели.

Раздел 5

УТВЕРЖДЕНИЕ, ПЕРЕСМОТР И ПРИМЕНЕНИЕ РЕГУЛИРУЕМЫХ ЦЕН

**21.** Регулируемые цены на поставку электроэнергии определяются Поставщиком ежегодно и утверждаются Административным советом Агентства в соответствии с сроками и условиями установленными в Положении о процедурах представления и рассмотрения заявлений обладателей лицензий относительно регулируемых цен и тарифов.

**22.** Поставщик вправе обратиться в Агентство по поводу пересмотра регулируемых цен в течение года в случаях наличия объективных факторов, неподконтрольных ему (изменение цен на приобретение электроэнергии, колебания обменного курса национальной валюты, принятие законодательных и нормативных актов, приводящих к увеличению затрат на поставку и др.), которые обосновывают соответствующую корректировку и приводят к отклонению более чем на 5,0% от годовой стоимости поставки электроэнергии, установленной в регулируемых ценах. В этом случае Поставщик представляет в Агентство анализ факторов влияния и отклонений между данными, которые применялись при расчете регулируемой цены и были реально зарегистрированы.

**23.** В случае наличия объективных факторов, приводящих к отклонению более чем на 5% от годовой стоимости поставки, установленной в регулируемых ценах, и которые приводят к уменьшению цен, Агентство вправе требовать у Поставщика представить расчет пересмотренной цены.

**24.** Тарифные отклонения, образовавшиеся в течение отчетного года «n-1», включаются в регулируемую цену на год «n», скорректированные исходя из среднегодового уровня процентной ставки по банковским кредитам, предоставляемым в молдавских леях, на основании значений этих отклонений, определяемых ежемесячно. В случае изменения регулируемых цен в течение отчетного года, тарифные отклонения (Dev), образованные в предыдущем периоде отчетного года, учитываются в полной мере при расчете новых регулируемых цен. В этом случае, тарифные отклонения включаются в регулируемая цена таким образом, чтобы они были возмещены до конца года.

**25.** Переменная Devn-1 рассчитывается в каждом отчетном году для отражения финансового влияния отклонений между прогнозируемыми значениями показателей при установлении регулируемой цены на год «n-1» и реально зарегистрированными в этом году.

**26.** В случае, если в период действия Методологии принимаются регулирующие нормативные акты, которые повлияют на уровень затрат и расходов на поставку электроэнергии, эти изменения будут приняты во внимание Агентством при ежегодном пересмотре регулируемых цен. В методологию осуществляются изменения в течение периода применения по мере необходимости для обеспечения соблюдения нормативной базы Республики Молдова.