ТОЛЬКО ДЛЯ СЛУЖЕБНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ

Report No: PAD5081

МЕЖДУНАРОДНАЯ АССОЦИАЦИЯ РАЗВИТИЯ

ПРОГРАММНЫЙ ДОКУМЕНТ

ПО

ПРЕДЛАГАЕМОМУ ДОПОЛНИТЕЛЬНОМУ ГРАНТУ

В РАЗМЕРЕ 60 МИЛЛИОНОВ СПЗ

(80 МИЛЛИОНОВ ДОЛЛАРОВ США В ЭКВИВАЛЕНТЕ)

РЕСПУБЛИКЕ ТАДЖИКИСТАН

для

Дополнительного финансирования Проекта финансового оздоровления энергетического предприятия

23 мая 2022 г.

Глобальная практика по энергетике и добывающим отраслям

Регион: Европа и Центральная Азия

Данный документ имеет ограниченное распространение и может использоваться получателями только при исполнении своих служебных обязанностей. Его содержание не может быть разглашено без разрешения Всемирного банка.

|  |
| --- |
| ЭКВИВАЛЕНТЫ ВАЛЮТ |
| (Обменный курс по состоянию на 19 мая 2022 года) |
|  |
| |  |  | | --- | --- | | Денежная единица = | Сомони | | 12.45 сомони = | US$1 | | US$1.34 = | 1 СПЗ | |
| ФИНАНСОВЫЙ ГОД |
| 1 января – 31 декабря |

|  |  |
| --- | --- |
| Региональный Вице-Президент: | Анна М. Бьерде |
| Региональный директор для стран ЦА: | Татьяна А. Проскурякова |
| Региональный директор по инфраструктурным вопросам для стран Европы и Средней Азии: | Шарль Джозеф Кормье |
| Руководитель практики: | Судешна Гош Банерджи |
| Руководитель проекта: | Артур Кочнакян |

|  |
| --- |
| **ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ** |
|  |

|  |  |
| --- | --- |
| ACCA | Ассоциация дипломированных корпоративных бухгалтеров [ACCA] |
| AMC | Антимонопольная служба [AMC] |
| CALISS | Продольное исследование инклюзивного общества в Центральной Азии [CALISS] |
| CASA-1000 | Проект передачи и торговли электроэнергией Центральная Азия – Южная Азия [CASA-1000] |
| CIPA | Сертифицированный международный профессиональный бухгалтер [CIPA] |
| DAAM | Управление методологии бухгалтерского учета и аудита [DAAM] |
| EBITDA | Прибыль до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации [EBITDA] |
| ECCAA | Евразийский совет дипломированных бухгалтеров и аудиторов [ECCAA] |
| ESMAP | Программа содействия управлению энергетическим сектором [ESMAP] |
| IAASB | Комитет по международным стандартам аудита и подтверждения достоверности информации [IAASB] |
| IAS | Международные стандарты ведения финансовой отчетности [IAS] |
| IFAC | Международная федерация бухгалтеров [IFAC] |
| INTOSAI | Международная организация высших органов финансового контроля [INTOSAI] |
| JICA | Японское агентство по международному сотрудничеству [JICA] |
| KfW | Немецкий банк развития [KfW] |
| MCC | Центр управления измерениями [MCC] |
| PEFA | Оценка государственных расходов и финансовой подотчётности [PEFA] |
| PIPAA | Общественный институт профессиональных бухгалтеров и аудиторов [PIPAA] |
| PSIA | Анализ бедности и социальных последствий [PSIA] |
| ROSC | Отчет о соблюдении стандартов и кодексов [ROSC] |
| SAI | Высший орган аудита [SAI] |
| TFMIS | Информационная система управления государственными финансами [TFMIS] |
| TOU | Время использования [TOU] |
| АБИИ | Азиатский банк инфраструктурных инвестиций [AIIB] |
| АБР | Азиатский банк развития [ADB] |
| АВЭ | Ассоциация возобновляемой энергии [REA] |
| АГЗ | Агентство по государственным закупкам [SAPP] |
| АГФКБК | Агентстве по государственному финансовому контролю и борьбе с коррупцией [ASFCCC] |
| АКФЕД | Фонд Ага Хана по экономическому развитию [AKFED] |
| АНП | Агент по независимой проверке [IVA] |
| АСМ | Асбестосодержащие материалы [ACM] |
| АСП | Адресная социальная помощь [TSA] |
| АЭТ | Ассоциация энергетиков Таджикистана [AET] |
| БТ | ОАХК «Барки Точик» [BT] |
| ВВП | Валовый внутренний продукт [GDP] |
| ВЭ | Возобновляемая энергия [RE] |
| ВЭНД | Внутренняя экономическая норма доходности [EIRR] |
| ГБАО | Горно-Бадахшанская автономная область [GBAO] |
| ГВт-ч | Гигаватт-часы [GWh] |
| ГП | Государственное предприятие [SOE] |
| ГП | Готовность платить [WTP] |
| ГРП | Группа реализации проекта [PRG] |
| ГЭС | Гидроэлектростанция [HPP] |
| ГЭЭ | Государственная экологическая экспертиза [SEE] |
| ДВЖ | Домохозяйства, возглавляемые женщинами [FHH] |
| ЕБР | Евразийский банк развития [EDB] |
| ЕБРР | Европейский банк реконструкции и развития [EBRD] |
| ЕС | Европейский Союз [EU] |
| ЗГЗ | Закон о государственных закупках [PPL] |
| ЗСС | Заявка на снятие средств [WA] |
| ИБР | Исламский банк развития [ISDB] |
| ИПВ | Индикатор, привязанный к выплате [DLI] |
| ИУЭ | Инициатива по управлению электроэнергетикой [EGI] |
| кВтч | киловатт-час [kWh] |
| КОД | Коэффициент обслуживания долга [DSCR] |
| КООС | Комитет по охране окружающей среды [CEP] |
| КПЭ | Компания «Памир Энерджи» [PEC] |
| КСР | Координационный совет развития [DCC] |
| МАР | Международная ассоциация развития [IDA] |
| МВт | Мегаватт [MW] |
| МЗСЗН | Министерство здравоохранения и социальной защиты населения [MOHSP] |
| МИГА | Многостороннее агентство по гарантированию инвестиций [MIGA] |
| Минфин | Министерство финансов Республики Таджикистан [MOF] |
| МОТ | Международная организация труда [ILO] |
| МРЖ | Механизм разрешения жалоб [GRM] |
| МСА | Международные стандарты аудита [ISA] |
| МСУГС | Международные стандарты учета в государственном секторе [IPSAS] |
| МСФО | Международные стандарты финансовой отчетности [IFRS] |
| МФИ | Международные финансовые институты [IFIs] |
| МФК | Международная финансовая корпорация [IFC] |
| МЭВР | Министерство энергетики и водных ресурсов [MEWR] |
| НДС | Налог на добавленную стоимость [VAT] |
| НПО | Неправительственная организация [NGO] |
| НПЭ | Независимые производители электроэнергии [IPPs] |
| НС | Наблюдательный совет [SB] |
| ОАО | Открытое акционерное общество [OJSC] |
| ОВОС | Оценка воздействия на окружающую среду [EIA] |
| ОВОСС | Оценка воздействия на окружающую и социальную среду [ESIA] |
| ООКС | Метод отбора на основе качества и стоимости [QCBS] |
| ОУК | Общие условия контракта [GCC] |
| ОФС | Оценка фидуциарных систем [FSA] |
| ОХД | Обычный ход деятельности [BAU] |
| ОЭСС | Оценка экологических и социальных систем [ESSA] |
| ПГ | Парниковые газы [GHG] |
| ПДДР | Программа для достижения результатов [PforR] |
| ПДП | План действий по Проекту [PAP] |
| ПИИ | Передовая измерительная инфраструктура [AMI] |
| ПИИ | Прямые иностранные инвестиции [FDI] |
| ПиР | Передача и распределение [T&D] |
| ПМУГФ | Проект модернизации управления государственными финансами [PFMPP] |
| ПНЗ | План наименьших затрат [LCP] |
| ПОУНД | Предполагаемый, определяемый на национальном уровне вклад [INDC] |
| ППС | Паритет покупательной способности [PPP] |
| ПУГ | План по расширению генерации [GEP] |
| ПУОСС | План управления окружающей и социальной средой [ESMP] |
| ПХБ | Полихлорированные бифенилы [PCB] |
| РПК | Руководство по противодействию коррупции [ACG] |
| РСП | Рамочная стратегия партнерства со страной [CPF] |
| СЕКО | Швейцарский государственный секретариат по экономике [SECO] |
| СЗЭ | Соглашение о закупке электроэнергии [PPA] |
| СНТБ | Служба надежности и техники безопасности [RSS] |
| СОЗ | Стойкие органические загрязнители [POPs] |
| СП | Счетная палата [CoA] |
| СУВК | Система управления взаимодействием с клиентами [CRM] |
| ТАЛКО | Таджикская алюминиевая компания [TALCO] |
| ТПТ | Тяжелое печное топливо (мазут) [HFO] |
| ТС | Таджикский сомони [TJS] |
| ТЭЦ | Теплоэлектроцентраль [CHP] |
| УГФ | Управление государственными финансами [PFM] |
| ЦАЭС | Центрально-азиатская энергетическая система [CAPS] |
| ЦО | Центральное отопление [DH] |
| ЦРП | Цели развития по проекту/программе [PDO] |
| ЦУП | Центр управления проектом [PMU] |
| ЦУПЭС | Центр управления проектами электроэнергетического сектора [ESPMU] |
| ЧДС | Чистая дисконтированная стоимость [NPV] |
| ШИБ | Шабакахои интиколи барк [SIB] |
| ШТБ | Шабакахои таксимоти барк [STB] |
| ЭиТО | Эксплуатация и техническое обслуживание [O&M] |
| ЭЭ | Энергоэффективность [EE] |
| ЮСАИД | Агентство США по международному развитию [USAID] |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ - ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ (Проект финансового оздоровления энергетического предприятия - P168211)** | | | | | |
|  | |  | |  |
| Страна | Вид продукта | Руководитель(-и) проекта | | | |
| Таджикистан | МБРР/МАР | Артур Кочнакян | | | |
| Идентификационный номер Проекта | Финансовый инструмент | Есть ли в этом Проекте компонент ФИП? | Сфера практики (основная) | | |
| P168211 | Финансирование Программы для достижения результатов | Нет | Энергетика и добыча полезных ископаемых | | |

Агентство-исполнитель Проекта:ОАХК "Барки Точик", Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ADD\_FIN\_TBL1 | | |
| Является ли этот проект проектом регионального масштаба? | Взаимодействие между Банком и МФК | |
| Нет | Нет | |
| Первоначальная дата одобрения | Дата вступления в силу | Дата закрытия |
| 25 февраля 2020 г. | 1 июля 2020 г. | 30 августа 2026 г. |

**Цель (и) развития по Программе**

|  |
| --- |
| Цели развития программы состоят в том, чтобы улучшить финансовую устойчивость, повысить надежность электроснабжения и укрепить систему управления в ОАХК "Барки Точик" |

|  |
| --- |
| **Рейтинги (из отчёта о ходе реализации и результатах Первоначального проекта)** |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **RATING\_DRAFT\_NO** |  |  |  |
|  | **Реализация** | | **Самый актуальный отчёт о ходе реализации и результатах** |
|  | 22 июня 2020 г. | 25 февраля 2021 г. | 9 февраля 2022 г. |
| Прогресс в достижении ЦРП | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | УУ | | |  | | --- | | УУ | |
| Общий рейтинг по прогрессу в реализации (ПР) | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | УУ | |
| Общий уровень риска | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | |
| Технические аспекты | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | |
| Фидуциарные системы | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | |
| Экологические и социальные системы | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | |
| Индикаторы, привязанные к выплатами (ИПВ) | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | УНУ | |
| Мониторинг и оценка | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | | |  | | --- | | У | |

|  |
| --- |
| **ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ - Дополнительное финансирование (Дополнительное финансирование Проекта финансового оздоровления энергетического предприятия - P177563)** |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ADDFIN\_TABLE | | | | |
| Идентификационный номер Проекта | | Название Проекта | Тип дополнительного финансирования | |
| P177563 | | Дополнительное финансирование Проекта финансового оздоровления энергетического предприятия | Реструктуризация, расширение | |
| Финансовый инструмент | | Вид продукта | Дата одобрения | Будет ли дополнительное финансирование компонента ФИП? |
| Финансирование Программы для достижения результатов | | МБРР/МАР | 22 июня 2022 г. | Нет |
| Прогнозируемая дата полного освоения средств | Взаимодействие между Банком и МФК | |  | |
| 30 июля 2032 г. | Нет | |  | |
| Является ли этот проект проектом регионального масштаба? | | | | |
| Нет | | | | |

**Сводные данные об освоении средств (из отчёта о ходе реализации и результатах Первоначального проекта)**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Источник средств | Чистые  зарезервированные средства | Всего освоено | Остаток | Уровень освоения | |
| МБРР |  |  |  | |  | | --- | |  | | % |
| МАР | 134.00 | 62.69 | 72.47 | |  |  | | --- | --- | |  |  | | 46 % |
| Гранты |  |  |  | |  | | --- | |  | | % |

|  |
| --- |
| **ДАННЫЕ О ФИНАНСИРОВАНИИ ПРОГРАММЫ – ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ (Дополнительное финансирование Проекта финансового оздоровления энергетического предприятия - P177563)** |

|  |
| --- |
| **PROJECT ФИНАНСОВЫЕ ДАННЫЕ (в млн долл. США)** |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| FIN\_SUMM\_WITH\_IPF | | | |
| **СВОДНЫЕ ДАННЫЕ (общая сумма финансирования)** | | | |
|  | Текущая сумма финансирования | Предлагаемое дополнительное финансирование | Общая сумма предлагаемого финансирования |
| **Стоимость государственной программы** | 1508.59 | 1500.00 | 3008.59 |
| **Общая затраты на реализацию Проекта** | 479.10 | 489.00 | 968.10 |
| Общая затраты на реализацию Программы | 479.10 | 489.00 | 968.10 |
| **Общее финансирование** | 439.10 | 489.00 | 928.10 |
| **Дефицит финансирования** | 40.00 | 0 | 40.00 |
|  | | | |

|  |  |
| --- | --- |
| **ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СВЕДЕНИЯNewFinEnh1- Дополнительное финансирование** | |
| **Партнерское финансирование (эквивалентный фонд)** | **409.00** |
| Заемщик/Получатель | 409.00 |
| **Международная ассоциация развития (МАР)** | **80.00** |
| Грант МАР | 80.00 |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Ресурсы МАР (млн. долл. США)** | | | |
|  | **Сумма кредита** | **Сумма гранта** | **Сумма гарантии** |
| **Таджикистан** | 0.00 | 80.00 | 80.00 |
| Выделение средств на основе результатов деятельности, национальный уровень | 0.00 | 80.00 | 80.00 |
| **Итого** | **0.00** | **80.00** | **80.00** |
|  |  | | |

|  |
| --- |
| **СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ** |

|  |
| --- |
| **Политика** |
| Реализуется ли Первоначальная Программа не менее 12 месяцев?  Да |
| Были ли рейтинги ЦРП и "Хода реализации" для Первоначальной Программы оценены как умеренно удовлетворительные или выше, по крайней мере, в течение последних 12 месяцев?  Да |
| Отклоняется ли Программа от РСП по содержанию или другим существенным аспектам?  Нет |
| Подразумевает ли Программа какого-либо отказа от политики Банка?  Нет |

|  |
| --- |
| **ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ СВЕДЕНИЯ** |

|  |
| --- |
| **Сфера практики (основная)** |
| Энергетика и добыча полезных ископаемых |

|  |
| --- |
| **Вспомогательные сферы практики** |
|  |

|  |
| --- |
| **Изменение климата и скрининг стихийных бедствий** |
| Этот вид деятельности был проверен в отношении краткосрочных и долгосрочных аспектов в области изменения климата и рисков бедствий |

|  |
| --- |
| **TASK TEAM** |

**Bank Staff**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Name** | **Role** | **Specialization** | **Unit** |
| Artur Kochnakyan | Team Leader (ADM Responsible) | Task management | IMNE1 |
| Dilshod Karimova | Procurement Specialist (ADM Responsible) | Procurement | EECRU |
| Garik Sergeyan | Financial Management Specialist (ADM Responsible) | Financial management | EECG1 |
| John Bryant Collier | Environmental Specialist (ADM Responsible) | Environmental | SCAEN |
| Suryanarayana Satish | Social Specialist (ADM Responsible) | Social | SCASO |
| Audrey Sacks | Team Member | Gender | SCASO |
| Dilip Kumar Prusty Chinari | Team Member | Disbursements | WFACS |
| Dung Kim Le | Team Member | Operational support | IECE1 |
| Farida Mamadaslamova | Team Member | Energy specialist | IECE1 |
| Hiwote Tadesse | Team Member | Operational | IECE1 |
| Joerie Frederik de Wit | Team Member | Energy economist | IEEES |
| Ma Dessirie Kalinski | Team Member | Finance analyst | WFACS |
| Manuel Jose Millan Sanchez | Team Member | Technical | IECE1 |
| Natalia Manuilova | Team Member | Governance | EECG1 |
| Niso Bazidova | Team Member | Financial | EECG1 |
| Oleksiy A. Sluchynskyy | Team Member | Social protection | HMNSP |
| Prachi Shrikant Tadsare | Team Member | Legal analyst | LEGOP |
| Ruxandra Costache | Counsel | Senior counsel | LEGLE |
| William Hutchins Seitz | Team Member | Poverty analysis | EECPV |

**Extended Team**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Name** | **Title** | **Organization** | **Location** |

Tajikistan

Additional Financing to Power Utility Financial Recovery Project

**TABLE OF CONTENTS**

[I. BACKGROUND AND RATIONALE FOR ADDITIONAL FINANCING 7](#_Toc103944429)

[II. INTRODUCTION 13](#_Toc103944430)

[III. PROPOSED CHANGES 18](#_Toc103944431)

[IV. APPRAISAL SUMMARY 23](#_Toc103944432)

[V. KEY RISKS 23](#_Toc103944433)

[VI. WORLD BANK GRIEVANCE REDRESS 25](#_Toc103944434)

[VII. SUMMARY TABLE OF CHANGES 26](#_Toc103944435)

[VIII. DETAILED CHANGE(S) 26](#_Toc103944436)

[IX. RESULTS FRAMEWORK AND MONITORING 28](#_Toc103944437)

[ANNEX 1: INTEGRATED RISK ASSESSMENT 106](#_Toc103944438)

[ANNEX 2: TECHNICAL ASSESSMENT – ADDENDUM (OPTIONAL) 107](#_Toc103944439)

[ANNEX 3: FIDUCIARY SYSTEMS ASSESSMENT – ADDENDUM (OPTIONAL) 108](#_Toc103944440)

[ANNEX 4: ENVIRONMENT AND SOCIAL SYSTEMS ASSESSMENT – Addendum 109](#_Toc103944441)

[ANNEX 5: MODIFIED PROGRAM ACTION PLAN 110](#_Toc103944442)

[ANNEX 6: DETAILED IMPLEMENTAION PROGRESS 115](#_Toc103944443)

|  |
| --- |
| 1. **BACKGROUND AND RATIONALE FOR ADDITIONAL FINANCING** |

**Electricity Sector Background**

1. **The electricity sector in Tajikistan is comprised of two state-owned electricity generation companies, two independent power producers (IPPs), electricity transmission and distribution companies, and a concession in Gorno-Badakhshan Autonomous Oblast (GBAO) combining electricity generation and distribution**. Barqi Tojik Open Joint Stock Company (BT) is the state-owned generation company which owns and operates all utility-scale generation plants in the country except for GBAO. Rogun Joint Stock Company (JSC) is responsible for construction and operation of the 3,780 MW Rogun HPP project. Two Independent Power Producers (IPPs) – Sangtuda-1 and Sangtuda-2 HPPs – were commissioned in 2006 and 2011 respectively to help the country address the issue electricity supply shortages. Both IPPs have 20-year Power Purchase Agreements (PPAs) with BT. In June of 2019, the Government established the new state-owned electricity transmission and distribution companies - Shabakahoi Intiqoli Barq (SIB) Open Joint-Stock Company (OJSC) and Shabakahoi Taqsimoti Barq (STB) OJSC respectively. Pamir Energy Company (PEC) generates and supplies electricity to around 245,000 people as well as public and commercial sector consumers in GBAO under a 25-year concession agreement, which expires in 2027.
2. **Financial viability of the electricity sector remains a top priority for the Government because the sector will continue playing a major role as an important pillar of an export-oriented economy**. It is not only a service essential for social development and economic activity in the country but also an important building block of the Government’s objectives to develop an export-oriented economy consistent with the National Development Strategy 2030. The Government has mobilized major resources to address the main challenges facing the sector, and the Bank and other development partners have been helping the Government to address these challenges through several ongoing projects.

* **Challenge #1: Financial distress of BT**. BT has been in financial distress due to: (a) below cost-recovery tariffs; (b) increasing debt levels, which reached US$1.2 billion equivalent by end of 2020; (c) low collection rates for billed electricity; (d) operational inefficiencies; (e) lack of opportunities for realization of full export potential; and (f) 61 percent depreciation of TJS vs US$ in 2015-2021. This has led to significant deterioration of financial standing of BT.
* **Challenge #2: Reduction of electricity supply reliability due to dilapidation of electricity generation, transmission and distribution (T&D) assets**.The financial distress of the electricity sector impacted the reliability of electricity supply, which deteriorated due to obsolescence and under-maintenance of main power generating plants and T&D networks. Specifically, only 77 percent of the generation capacity of Nurek HPP is operational because generating units require refurbishment given the age and technical condition.
* **Challenge #3: Lack of electricity access for about 43,000 people (0.5 percent of population) in GBAO and Khatlon regions**. In parts of Khatlon, bordering Afghanistan, there are 74 settlements with total population of 31,500 without access to electricity. Those settlements could not be connected to the grid due to severe financial difficulties of BT. There are 61 settlements with 11,600 people in GBAO region without access to electricity. This was due to prohibitively high cost of connection to PEC network because the settlements are small and scattered over large geographical territory.
* **Challenge #4: Financing completion of the Rogun HPP project**. The Government has increasingly been struggling to finance the project, which has significant financing needs relative to the size of the economy. While the Government has been spending around US$300-US$600 million per since 2016, the macro-fiscal implications of COVID-19 and the ongoing conflict between Russia and Ukraine conflict would most likely require the Government to limit the annual capital expenditures on the project at US$375 million in 2022-2028. This was confirmed by the joint International Monetary Fund (IMF) – World Bank debt sustainability analysis (DSA) from end-2021. There have been no other sources of financing for the project thus far.

1. **The ongoing US$134 million Power Utility Financial Recovery Program-for-Results (PforR) is supporting implementation of the Government’s Program for Financial Recovery of Barqi Tojik Open Joint Stock Holding Company (BT) for 2019-2025**. The Government program includes policy, financial, and operational measures aimed at improving the financial viability of BT and increasing reliability of electricity supply. To ensure reliable electricity supply and improvement of the financial viability of BT, the Government intends to undertake several critical steps, which are reflected in the Government program, which was approved on April 15, 2019. The total size of the Government program for 2019-2025 is US$1.5 billion, which is financed from BT’s additional cash flows and cost savings due to implementation of operational and financial efficiency improvements; Asian Development Bank’s support for introduction of metering and billing in seven large cities accounting for about 55 percent of total annual electricity consumption; and the financing under the ongoing PforR operation.
2. **The Government program covers the entire value chain of the power sector because BT, at the time of preparation of the parent project, was a vertically integrated company.** The Government program remains relevant despite the unbundling of sector into legally independent electricity generation, transmission, and distribution companies. The Government program was originally designed taking into account the unbundling that was underway. The Program under PforR, as illustrated on the below figure, is supporting number of high-priority and high-impact measures aimed at improving the financial standing of power sector.

**Summary of the Implementation Progress of the Parent Project**

1. The rating towards achievement of the Project Development Objective (PDO) is Moderately Satisfactory given the overall impact of COVID-19 pandemic on financial standing of BT that caused delays with achievement of the PDO level results indicators by the original project closing date of August 30, 2026. The overall Implementation Progress of this Program is Moderately Satisfactory given the delays in implementation of certain activities including achievement of some Disbursement Linked Results (DLR) by end of 2021. Despite some of those delays, BT has made progress with implementation of the Program since its effectiveness of the Program on July 1, 2020. The details are presented in Annex 6.
2. ***Revision of the part of the Subsidiary Agreements between BT[[1]](#footnote-1) and MOF***. Those are related to financing that MOF originally received as grants and provided to BT as loans. The revision reduced the debt of BT by about TJS 5 billion. The outstanding balance of loans under target subsidiary agreements and the associated fines and penalties for overdue debt service were converted into BT’s equity. This had material positive impact on reduction of BT’s indebtedness.
3. ***Final stages of revision of the remaining Subsidiary Agreements between BT and MOF***. Those are related to financing that MOF originally received as loans and provided to BT as loans with higher interest rates. The revisions have been finalized and the debt amounts have been reconciled. The amendments to the Subsidiary Agreements are expected to be signed by September 30, 2022. This would have further significant impact on reduction of BT’s indebtedness.
4. ***Establishment of Supervisory Boards and audit committees at SIB and STB***. Those were introduced to improve the efficiency of corporate governance and ensure that the companies are managed consistence with good-practice corporate guidelines.
5. ***Purchases of the electricity and timely payments to Sangtuda-1 IPP***. Those purchases are important for ensuring adequacy and reliability of electricity supply given that this power plant accounts for about 10 percent of total electricity generation in the country.
6. ***Prohibition of unsustainable borrowing***. Prohibition, through the decision of BT Supervisory Board, for BT to borrow from MOF unless the terms of such financing are aligned with the terms reflected in the legal agreements with respective financiers. It should also be noted that BT did not take any new commercial loans given that it would have violated the requirements of the DLI on reduction of cash deficit of BT.
7. ***Improved transparency***. The transparency of the electricity sector improved through timely publication of key operational and financial data.

**Status of the Program Action Plan**

**Important Achievements under the Government program beyond the Scope of PforR**

1. There are some other noteworthy achievements under the Government program that are critical for long-term viability of the electricity sector. Those include the following:
2. ***Increased efficiency of inventory management***. Improvement of efficiency of inventory management which allowed to optimize annual expenditures on purchases of materials and avoid having too much cash tight up in illiquid assets. This was achieved through improvement of the planning process for rehabilitation and maintenance of assets with 3-year plans developed and updated regularly.
3. ***Completion of preparatory work for scale-up of advanced metering infrastructure (AMI)***. This is critical for further increase of billing rates and collections for electricity sales in domestic market. With support from ADB, EIB, and EBRD, the preparatory works for design and tendering of the AMI system have been completed. The installation of billing system and meters for eight large cities, accounting for about 55 percent of total electricity consumption in the country, is expected to be completed by July 2025.
4. ***Improvement of electricity loss accounting***. Prior to restructuring, the electricity losses above the allowed level of around 16 percent were typically registered as billed and unrecovered sales. This was leading to major issues with validation and verification of the revenues of the companies with implications for the financial statements. This practice has been discontinued and STB is currently recording and reporting the total losses on actual estimated basis.
5. ***Approval of the escrow account mechanism for electricity sector***. The mechanism, approved in November 2021, requires all revenues from domestic electricity sales to be deposited on a specific account at the Amonatbank and the distribution of revenues to be done according to the share of each company in the total revenues of the sector as per approved tariffs for each company. The mechanism also specifies rules for distribution of revenues in case of collection for billed electricity are lower than 100 percent. Accordingly, priority is given to payments of salaries, taxes, expensive liabilities such as payments for electricity to IPPs and repayment of debts. In March of 2022, the Government also established a Supervisory Board that will manage the escrow account.
6. ***Engagement of the management contractor for STB***. The Government is in final stages of negotiations with the management contractor with the contract expected to be signed by August 2022. The 5-year management contract was initiated with the objective to improve the operational and financial efficiency of the distribution company’s operations.

**Previous Program Restructurings**

1. **The Program underwent two restructurings since effectiveness.** The restructurings, which were processed in August 2020 and March 2021, primarily to allow more time for achievement of some DLR targets, which was caused by economic and other implications of COVID-19. The following presents an overview of those restructurings, and the details are contained in Annex 6.
2. Allow the Government and BT more time for achievement of some DLRs related to revision of the terms of financing between MOF and BT and introduction of the elements of good corporate governance at BT and the newly created electricity transmission and distribution companies.
3. (i) Disaggregate the DLR 1.1[[2]](#footnote-2) into two new DLRs comprised of components of the original DLR 1.1; and (ii) extend the deadline for achievement of revised DLRs. This was required to allow the Government receive disbursements for the components of the original DLR that were planned to be achieved earlier than some other parts.

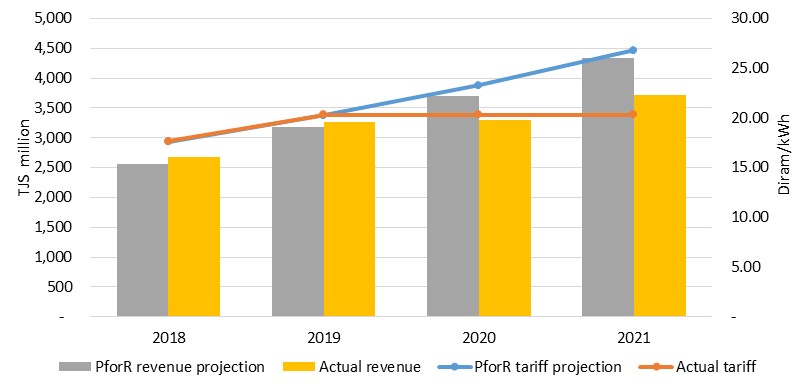
* **Revised DLR 1.1:** By September 30, 2021,at least twelve (12) percent increase of average end-user tariff for BT has been adopted by the Recipient.
* **New DLR. 1.7:** By June 30, 2021, approval by the Recipient’s government of the Electricity Tariff Paper satisfactory to the Association, with estimated full cost-recovery tariff and tariff adjustment plan to reach full cost-recovery by the end of 2025; and (b) establishment of an adequately staffed Tariff Unit at the Anti-Monopoly Committee (AMC). The Recipient’s request was to specify a deadline of March 31, 2021.

**Обоснование для предложенного ДФ**

1. **Внешние потрясения оказали влияние на реализацию программы и финансовое положение сектора сектора** электроэнергетики. На ход осуществления Программы повлияли внешние потрясения, которые находились вне контроля правительства. В частности, правительство обратилось с просьбой о дополнительном финансировании (ДФ) для преодоления негативных последствий на BT в результате: (а) более чем прогнозируемого ослабления Сомони Таджикистана (СТ), в результате макроэкономических последствий КОВИД-19 и конфликта в Украине; (б) недофинансирования БТ Программы из-за более низких, чем ожидалось, доходов; и (c) прогнозируемого дефицита в финансировании программы БT в связи с задержкой реализации проекта передачи электроэнергии и торговли ею между Центральной Азией и Южной Азией и (CASA-1000).
2. **Более высокое, чем прогнозировалось, ослабление ТС.** В 2019[[3]](#footnote-3)-2021 годах СТ ослаб на 17,4 процента, по сравнению с прогнозируемыми 12 процентами в рамках оценки родительского проекта. Это привело к увеличению расходов на закупку электроэнергии у IPPs и расходам на обслуживание долга БТ. Тарифы в соответствующих соглашениях о закупке электроэнергии (СЗЭ) с Сангтудой -1 и Сангтудой -2 IPPs деноминированы в долларах США. Весь непогашенный остаток краткосрочного и долгосрочного долга БТ в эквиваленте 13 млрд СТ (по состоянию на конец 2020), в основном деноминирован в долларах США, Это долгосрочные кредиты и кредиты от Министерства финансов (МФ) в рамках вспомогательных соглашений в соответствии с которыми МФ представляет БТ средства, полученных от различных финансисовых организаций для инвестиционных проектов.
3. **Недофинансирование Программы БТ из-за более низких, чем ожидалось, поступлений из внутренних продаж и по действующим экспортным контраткам.** В 2020-2021 общие доходы БТ оказались ниже прогнозов в связи со следующим:
4. Внутренние тарифы не повышались в 2020-2021 годы из-за воздействия КОВИД-19. Тем не менее правительство планирует повысить тарифы к концу 2022 года, что стало бы одним из основных факторов увеличения денежных потоков в этом секторе.
5. Выручка экспорта из Афганистана сократилась из -за задержек в платежах Афганистаном. БТ является основным поставщиком электроэнергии в Афганистане с 2015 года с годовым экспортом около 1200 ГВт. После политических событий в Афганистане сбор доходов для экспорта электроэнергии значительно сократился. В июле 2021 года - апреля 2022 года общий экспорт с БT составил 50 миллионов долларов США, в то время как платежи составляли всего 15 миллионов долларов США. Однако следует отметить, что платежная дисциплина улучшилась с начала 2022 года.
6. 45 -процентное снижение экспорта в 2020 году, вызванное более низким производством электроэнергии ГЭС, связанным с очень неблагоприятной гидрологией, что исторически происходило раз в 15 лет.

В результате вышеупомянутых факторов, доход в 2020-2021 года не соответствовал прогнозам во время оценки родительского проекта, был ниже примерно на 1 миллиард СТ или 90 миллионов долларов США[[4]](#footnote-4). Следует отметить, что в 2019 и далее были прогнозируемые цифры во время оценки родительского проекта, потому что в то время финансовые данные были доступны только из проверенной финансовой отчетности 2018 года.

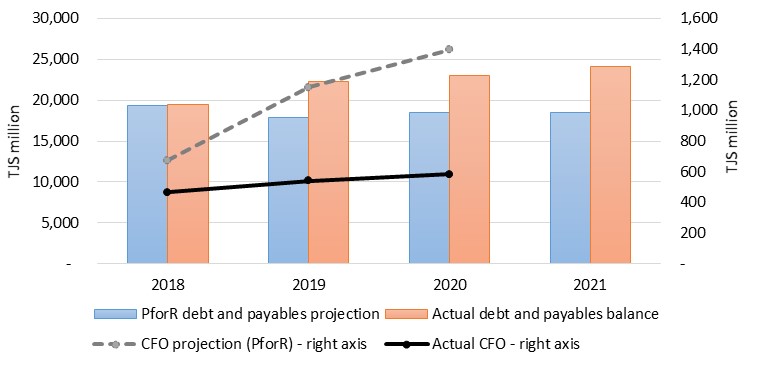
**График 1: Прогноз доходов и тарифов против фактических**



Иточник: Оценка команды Всемирнго банка.

Сочетание упомянутых выше факторов привело к сокращению притока денежной наличности от операционной деятельности (ПСО) и ожидаемому увеличению дефицита денежных наличных средств. В период с 2018 по 2020 год дефицит операционных денежных потоков колебался в пределах 31-58 процентов. Вследствие этого БТ не смог приступить к погашению своих вспомогательных займов МФ и текущих и просроченных платежей Сангтуде -1 и Сангтуде -2 за электричество. К концу 2021 года непогашенный баланс корпоративного долга и обязательств БT[[5]](#footnote-5) достиг около 24 миллиардов СТ с 19,5 миллиардами СТ в 2018 году, что составляет 24 -процентное увеличение. Неудача на пути к возмещению расходов была также из-за задержек в конвертации долговых обязательств в акции и пересмотра условий вспомогательных займов МФ. Если первоначально прогнозировалось, что дефицит [[6]](#footnote-6) наличности составит около 10,3 млрд Сомони в 2021 году, то теперь он составляет 14.7 billion млрд Сомони.

**График 2: Прогнозы задолженности и обязательств против фактических**

****

Source: World Bank team estimate.

1. **Прогнозируемый дефицит финансирования БТ Программы из-за задержки проекта CASA-1000**. Политические события в Афганистане привели к приостановке строительства примерно 570 км линии постоянного тока высокого напряжения через территорию Афганистана на границе с Пакистаном. Строительство инфраструктуры высоковольтной передачи на территориях Таджикистана и Кыргызской Республики находится на продвинутых этапах, и в Пакистане ускорились работы по прокладке линий электропередач и по созданию конвертерной станции. Тем не менее, ввод в эксплуатацию проекта по -прежнему неясен, и инфраструктура вряд ли будет использоваться для экспорта электроэнергии в Афганистан и Пакистан ранее, чем весной 2025 года. В настоящее время банк изучает варианты, чтобы обеспечить возобновление проектных строительных работ на территории Афганистана. Эта задержка значительно повлияет на финансовое положение БT, поскольку, по оценкам, компания получила бы доход, в среднем, 130 млн. Долл. США от экспорта, учитывая тарифы на электроэнергию в согласованных PPA. Задержка с получением этих дополнительных поступлений не позволит БТ на первоначальном этапе выделить Программе изначально запланированную сумму финансирования. Детали представлены в разделе, содержащем финансовый анализ.
2. **С учетом новых обстоятельств правительство обновляет программу финансового восстановления** **с пересмотренными мерами**, **целями и сроками**. В частности, обновление государственной программы должно было: (а) отразить реструктуризацию сектора электроэнергетики в отдельных компанях по производству, передаче и распределению электроэнергии; (b) пересмотреть политические, финансовые и оперативные меры, направленные на обеспечение надежности поставок электроэнергии и повышения финансовой жизнеспособности сектора электроэнергетики; (c) подготовить новые финансовые прогнозы, учитывая события; (d) пересмотреть цели; и (e) пересмотреть график программы. Основные изменения в государственной программе включают следующее:
3. ***Дальнейшее сокращение финансовых расходов БT.*** Это включает в себя дальнейшие переговоры о пересмотре условий коммерческой задолженности БТ в долларах США. Это обусловлено изменением общих условий финансового сектора с снижением процентных ставок по кредитам в долларах США, предлагаемых банковским сектором, по сравнению с 2018-2019 годами.
4. ***Сокращение оперативных и эксплуатационных расходов.*** Учитывая текущую сложную макроэкономическую ситуацию в стране, правительство изучает варианты дальнейшей оптимизации расходов в секторе электроэнергетики. В частности, правительство представило цели для сокращения следующих затрат: топливо, материалы, услуги и обслуживание основных средств. Это будет достигнуто путем оптимизации управления запасами (например, своевременные закупки по сравнению с текущими закупками в зависимости от срока службы оборудования) и отсрочки некоторых затрат на техническое обслуживание без ущерба для надежности электроснабжения.
5. ***Пересмотр финансовых прогнозов и целей.*** Прогнозы и влияние конкретных мер были обновлены, чтобы отразить: (i) изменения в общей структуре расходов и основных прогнозируемых входных данных, таких как инфляция и показатели FX; (ii) изменения в потоках доходов из -за пересмотренной траектории повышения тарифов на электроэнергию; и (iii) дополнительную экономию эксплуатационных расходов, предусмотренную Программой; и (iv) модификацию выплат текущего родительского проекта.
6. ***Расширение периода реализации государственной программы***. Первоначальный период реализации правительственной программы составил 2019-2025 гг. и в настоящее время, учитывая последствия КОВИД-19 и продолжающийся конфликт в Украине, период реализации государственной программы был продлен до 2031 года.
7. **Предлагаемое ДФ обосновано из-за необходимости изменения структуры финансирования расходов программы и поддержки, необходимой для достижения новых результатов, важных для долгосрочной финансовой жизнеспособности сектора**. В частности, предлагаемое ДФ:
8. Внесет изменения в структуре финансирование программы, по сравнению с теми, которые утверждены в рамках первоначального проекта, учитывая текущий и прогнозируемый дефицит доходов в размере около 90 миллионов долларов США, как представлено выше. Дефицит будет финансироваться запрошенными 80 миллионами долларов США и мерами по снижению затрат со стороны компаний сектора электроэнергии. Без предлагаемого ДФ, дефицит приведет к быстрому накоплению обязательств в электроэнергетическом секторе, и это потребует значительно большего объема ресурсов для решения этой проблемы в последующие годы.
9. Поддержка достижения новых результатов: (а) в соответствии с некоторыми из существующих DLI из-за продления продолжительности программы и (b) в соответствии с новыми DLI с результатами, которые имеют решающее значение для долгосрочной финансовой жизнеспособности сектора электроэнергии. DLI по экономии затрат важна для обеспечения дальнейшей оптимизации затрат на электроэнергию, что окажет особое влияние на траекторию финансового восстановления электроэнергии. DLI по завершению реструктуризации сектора электроэнергии является важным предварительным условием для финансовой жизнеспособности сектора электроэнергии, поскольку тарифы не могут быть надежны, если только распределение активов между всеми компаниями не будет завершено, а новые контракты между компаниями не будут подписаны. Новые DLI связаны с новыми мерами, которые включены в программу и основаны на обновленной государственной программе.

* DLI 10: Снижение расходов сектора электроэнергии.
* DLI 11: улучшенная предсказуемость и прозрачность денежных потоков в секторе электроэнергии.

1. **Нет никаких жизнеспособных альтернатив предлагаемому ДФ.** БT не может обеспечить альтернативные ресурсы для компенсации дефицита доходов, учитывая, что он не может получить доступ к дополнительным концессионным кредитам и коммерческим ресурсам, учитывая его текущее финансовое положение. Правительство не может вводить дополнительные ресурсы в БT из-за продолжающейся напряженной макро-фискальной ситуации. Если проблема не будет решена, то обязательства будут расти, и сектор не вернется к траектории финансового восстановления, а решение проблем потребует значительно большего финансирования на более позднем этапе. Страна, скорее всего, не сможет обеспечить эти ресурсы, учитывая насущные потребности в различных секторах.
2. Правительственная программа HE включает в себя исчерпывающий список повышения финансовой эффективности, повышения э оперативной эффективности и мер по повышению доходов. Нет других неиспользованных источников сбережений или доходов, которые помогут быстро вернуть сектор к траектории финансового восстановления. Единственная оставшаяся мера включает в себя дополнительную оптимизацию затрат на топливо и снижение стоимости материалов, а также административные затраты и затраты сбыта, которую предлагается включить в качестве нового DLI.

**Обоснование и масштаб для реструктуризации, предложенной с ДФ**

1. **Предлагаемое ДФ также используется для реструктуризации родительского проекта.** Это будет третья реструктуризация проекта[[7]](#footnote-7), и это было запрошено правительством в его письме № 5/5-19/211, от 25 июня 2021 года и в письме № 5/5-19/05, от 5 января 2022. Реструктуризация не может быть завершена ранее из -за задержки с аудитом ежегодной финансовой отчетности 2020 года и открытых вопросов, связанных с вычислением прогнозируемого дефицита денежных средств. Реструктуризация необходима, чтобы обеспечить дополнительное время для завершения некоторых DLR, учитывая сложный процесс реорганизации БT и макроэкономические последствия, вызванные КОВИД-19 и продолжающейся Украинной войной.
2. **DLR 1.1**: К 30 сентября 2021 года, получателем был принят по меньшей мере двенадцати процентеый средний тариф конечного пользователя для БT.

* **Запрошенная модификация.** МФ запрросило продлить срок до 30 марта 2022 года.
* **Предложенное действие и обоснование**. Банк продлит крайний срок до 30 ноября 2022 года. Решение об увеличении тарифов уже было одобрено правительством, и, как ожидается, вступит в силу в апреле 2022 года. Однако эффективность была отсрочена из -за ухудшения макроэкономической ситуации. Согласно текущему плану, ожидается, что он вступит в силу до 30 ноября 2022 года, что также предоставит время завершить текущую работу по проектированию структуры блочного тарифа, которая может использоваться для субсидирования уязвимых потребителей.

1. DLR 1.2: К 31 декабря 2021 года, по крайней мере, годовая корректировка тарифов генерации, передачи, распределения и конечных пользователей в соответствии с новой методологией тарифов и в соответствии с целями, утвержденными в соответствии с тарифом на электроэнергию.

* Запрошенная модификация. MOF попросило продлить срок до 30 марта 2022 года.
* **Предлагаемое действие и обоснование**. Банк продлит крайний срок до 31 октября 2022 года. Тарифы на генерирование, передачу и распределение могут быть завершены после завершения распределения основных средств между БT, SIB и STB. Работа продолжается и были задержки из -за разногласий по поводу последствий учета перевода основных средств из БТ, поскольку такая передача привела бы к убыткам для БТ, которые должны были покрываться правительством. В качестве альтернативы, SIB и STB должны получить дополнительные вливания в акционерный капитал для оплаты активов по остаточной стоимости. Команда банка в настоящее время оказывает поддержку, чтобы помочь решить эту проблему.

1. **DLRs 1.3-1.6**: По меньшей мере ежегодная корректировка тарифов на производство, передачу, распределение и конечного пользователя ув соответствии с новой методологией тарифов и в соответствии с целями, утвержденными в рамках документа о тарифах на **э**лектроэнергию.

* **Предложенное действие и обоснование**. Банк продлил сроки для всех этих DLR на год, учитывая задержку в первые годы реализации. Это необходимо из -за реструктуризации, запрашиваемой для DLR 1.2.

1. **DLR 1.7**: К 30 июня 2021 года (а) утверждение правительством страны-получателя документа о тарифах на электроэнергию, удовлетворительного для Ассоциации, с предполагаемым планом полной окупаемости тарифов и тарифной корректировки для достижения полного возмещения затрат к концу 2025 года; и (b) создание адекватно укомплектованного тарифного подразделения по в антимонопольном комитете (AMК).

* **Запрашиваемая модификация:** МФ попросило продлить срок до 30 апреля 2022 года.

1. **Предлагаемые действия и обоснование**: Банк продлит крайний срок до 30 сентября 2022 года. Продление обосновано, чтобы предоставить дополнительное время для завершения распределения активов между БT, SIB и STB, которое продолжается. Должна быть ясность в основных средствах каждой компании, потому что они будут использоваться в качестве входных данных (вводимых ресурсов) для вычисления и проекции тарифов для БT, SIB и STB. Следовательно, новый документ о тарифах на электроэнергию может быть подготовлен только после того, как тарифы будут рассчитаны в соответствии с новой методологией для каждой отдельной энергетической компании. Укомплектование тарифного подразделения AMК завершается, и это требуется больше времени, учитывая трудности, связанные с идентификацией специалистов с необходимой квалификацией.
2. **DLR 2.6**: К 30 июня 2021 года (а) МФ и БT пересматривают условия десяти (10) кредитов в соответствии с дочерними соглашениями группы 2, чтобы согласовать их с условиями в соответствующих юридических соглашениях между получателем и финансирущими организациями; и (b) Получатель конвертирует в капитал разницу между первоначальным и пересмотренным процентом выплачиваемым БТ МФ по каждому из (7) кредитов вспомогательных соглашений группы 2, предполагая, что пересмотренные условия каждого такого кредита вступили в силу с даты вступления в силу соответствующих вспомогательных соглашений группы 2.

* **Запрашиваемая модификация**: МФ запросило продлить срок до 31 марта 2022 года.
* **Предлагаемое действие:** Банк продлит крайний срок до 30 сентября 2022 года. Пересмотр вспомогательных соглашений группы 2 в значительной степени завершен с непогашенными остатками ссуд, просроченным процентом, разницей между накопленными процентами в рамках существующих и пересмотренных условий, а также штрафами и пенями за просроченное обслуживание долга, как согласовано между МФ и БT. Дополнительное время необходимо, учитывая, что внесение изменений в некоторые вспомогательные соглашения требует одобрения со стороны финансисовых организаций, поскольку в соответствии с соответствующими соглашениями о финансировании, внесение изменений в данные вспомогательные соглашения требует предварительного одобрения финансисовых организаций.

1. DLR 2.8: К 31 декабря 2021 года: (a) МФ и БT пересматривают условия девяти (9) дополнительных кредитов в соответствии с вспомогательными соглашениями группы 2, чтобы согласовать с условиями в соответствующих юридических документах между получателем и финансовыми организациями; и (b) Получатель конвертирует в капитал разницу между первоначальным и пересмотренным процентом, подлежащими уплате БT для МФ по каждому из девяти (9) кредитов вспомогательных договоров группы 2, предполагая, что пересмотренные условия каждого такого кредита вступили в силу с даты вступления в силу соответствующих вспомогательных соглашений группы 2.

* **Запрошенная модификация.** МФ попросило продлить срок до 31 марта 2022 года.
* **Предложенное действие**. Банк продлит крайний срок до 31 июля 2022 года. Продолжаются работы по пересмотру всех вспомогательных соглашений группы 2. Этот DLR будет достигнут вместе с DLR 2.6, для которого также было запрошено продление. Правительство приняло подход, предусматривающий проведение одного раунда пересмотра по всем вспомогательным сограшениям Группы 2. Поэтому мы. DLR 2.6 и 2.8 будут объединены.

1. **DLRs 3.1 – 3.6 относятся к уменьшению дефицита денежных средств БT**.

* **Запрашиваемая модификация:** МФ запросило следующую модификацию в сроке достижения DLR, учитывая влияние КОВИД-19 на финансовое положение БT и обновленные оценки дефицита денежных средств, которые будет предоставлены непосредственно БT. С учетом изменения общего графика сокращения дефицита денежной наличности МФ также просило продлить дату закрытия соглашения о финансировании на 2 года - до 30 августа 2028 года.
* **Предложенное действие**: Банк:

1. Пересмотрит целевые показатели дефицита денежных средств в соответствии с новыми прогнозами дефицита денежных средств, которые отличаются от тех, которые первоначально запрашивало правительство. Они разные, учитывая изменение обменных курсов, ожидаемой инфляции и предполагаемых доходов с момента первоначального запроса реструктуризации. Эти изменения были согласованы с правительством.
2. Введет новые DLRS 3.7-3.9 и продлит дату закрытия проекта (до 30 августа 2032 года[[8]](#footnote-8)), чтобы обеспечить реалистичные сроки для достижения восстановления расходов в секторе, что было отложено из-за серьезных внешних потрясений. Предлагается заменить БT на «сектор электроэнергии», потому что после реорганизации БT существует три отдельных и юридически независимых новых энергетических компаний, ответственных за выработку, передачу и распределение электроэнергии.
3. DLR 7.1: К 30 июня 2021 года МЭУВР завершит обновление Плана расширения генерации (ПРГ).

* **Запрошенная модификация.** МФ попросило продлить срок до 31 октября 2022 года.
* **Предложенное действие.** Банк продлит крайний срок до 30 октября 2022 года. Продление обосновано, учитывая изменения в технических управлениях, а также необходимость подробного моделирования генерирования гидроэнергетики и работу резервуаров (на основе многолетних гидрологических данных), которые требовались с учетом целей изучения вариантов финансирования Рогуна и обсуждений с Банком. Исследование имело решающее значение для обеспечения необходимой поддержки со стороны банка для оказания технической помощи проекту, а также потенциального финансирования инвестиций. Моделирование для целей GEP, требует подробного анализа производства гидроэлектроэнергии и, следовательно, с устранением неполадок результатов, стало значительно более трудоемким.

1. DLR 7.2: К 30 июня, 2021, МЭУВР утвердит обновленный GEP.

* Предложенное действие. Банк продлит крайний срок до 28 февраля 2023 года. Учитывая, что подготовка GEP продлена после запроса со стороны МФ, МЭУВР необходимо предоставить дополнительное время для принятия его после завершения, учитывая время, необходимое для внутреннего рассмотрения, и кконсультации с ключевыми заинтересованными сторонами.

1. DLRs 7.3-7.6: Сроки этих DLR будут сдвинуты на один год, чтобы отразить изменения в сроках DLR 7.1-7.2.
2. DLR 8.1: К 31 декабря 2020 года наблюдательные советы - функциональные и специализированные комитеты (ревизия и компенсация) сформированы в компаниях по геренированию, передаче и распределению БT, в состав которых входят члены советов директоров и под председательством независимых членов совета директоров.

* Запрошенная модификация. МФ запросило продление до 31 марта 2022 года.
* Предложенное действие. Банк продлит до 31 мая 2022 года. Правительство добилось хорошего прогресса после того, как ситуация с КОВИД-19 урегулировалась и завершило создание элементов корпоративного управления, и необходимо будет завершить найм некоторых ключевых специалистов. Таким образом, необходимо дополнительное время.

1. DLR 8.2: К 30 июня 2021 года начали функционирование наблюдательные советы и специализированные комитеты.

* **Запрошенная модификация.** МФ попросило продлить срок до 31 марта 2022 года.
* **Предложенное действие**. Банк продлит крайний срок до 30 июня 2022 года. Правительство добилось хорошего прогресса с внедрением элементов надлежащего корпоративного управления в БT, SIB и STB с наблюдательными советами и учреждением специализированных комитетов. Правительству необходимо доработать некоторые правовые меры для завершения процесса. Следовательно, потребуется дополнительное время.

1. DLRs 8.3-8.7: Наблюдательные советы и специализированные комитеты являются функциональными.

* **Proposed action.** The Bank to extend the deadlines by one year for each DLR considering the delays in early years. This is necessitated by the restructuring requested for DLR 8.2.

**Relationship to the CPF**

1. **The proposed AF is fully aligned with Tajikistan’s FY2019-23 Country Partnership Framework (CPF)**. Specifically, the Program will contribute directly to the achievement of Objective 4 *(Improved Financial Viability of Public Electricity and Water Utilities)* under the CPF Focus Area II *(Public Institutions and Sustainability).* Indirectly, the Program will also contribute to the two other CPF Focus Areas:

* *Focus Area I (Human Capital and Resilience)*. Reliable electricity supply is an essential prerequisite for enhanced educational, social and health services.  It is not possible to ensure quality delivery of educational, social and healthcare services if there are frequent electricity outages and supply interruptions. This creates not only significant additional costs for public and social facilities, but also significantly impacts the quality of the services.
* *Focus Area III (Enabling Private-Sector Growth and Creating Markets).* Reliable electricity supply is an important precondition for improved economic opportunities and, thus, private sector led economic growth. The Program would also contribute to the expansion of electricity export opportunities. If electricity sector is not financially sustainable, then its ability to implement regional trade of electricity would be undermined. There will be limited appetite to deal with a financially distressed entity not capable of honoring its contractual obligations.

1. **The AF is also contributing to achievement of targets under the World Bank’s Climate Action Plan for 2021-2025.** Specifically, the AF would improve the financial performance of the electricity sector and Rogun HPP project, which is under construction, is expected to continue selling electricity to BT that would be superseded by STB, the new electricity distribution company. Rogun HPP is a project of regional nature that would allow to significantly expand exports of clean hydropower from Tajikistan to neighboring countries in Central Asia which have sizeable share of coal and gas in their electricity mix. If the financial standing of the electricity sector does not improve, then it will impact the ability of Rogun HPP to raise the financing required for its construction and therefore decelerate transition of Central Asian countries to cleaner sources of electricity.
2. **The AF is also aligned with the World Bank (the Bank) Group’s Energy Sector Directions Paper and the Sustainable Development Goal No. 7** - ensuring access to affordable, reliable, sustainable, and modern energy for all.

|  |
| --- |
| 1. **INTRODUCTION** |

1. This Program Paper seeks the approval of the Executive Directors to provide an additional grant in an amount of US$80 million to the Republic of Tajikistan under the Power Utility Financial Recovery PforR (P168211, Grant No. D558-TJ). The original grant was in the amount of US$134 million. It was approved on February 25, 2020, and became effective on July 1, 2020. The original project closing date is August 30, 2026, and the disbursement rate is 46 percent.
2. The proposed AF would help to cover the shortfall in BT financing the Program due to external shocks that have been detailed above. The proposed AF would expand the boundaries of the Program to achieve new results (with related new DLIs) related to improvement of efficiency of electricity sector expenditures as well as transparent and predictable cash flows in the sector. Those new measures are based on the updated Government program. Moreover, additional targets would be specified for some of the existing DLIs given that duration of the Program is proposed to be increased.
3. The PDO and some of the results indicators of the Program are modified to reflect the unbundling of electricity sector into separate and legally independent electricity generation, transmission, and distribution companies. Despite the fact that AIIB loan for rehabilitation and upgrade of transmission and distribution (T&D) assets did not materialize, the original electricity supply reliability targets would be achieved because BT would self-finance those expenditures by deferring those to later years.
4. The Program expenditures increase due to increase of the Program duration, however, there is no change in the category and type of expenditures.
5. The Program is also restructured following the Government request. The restructuring would be primarily limited to extending the deadline for achievement of some DLRs.

|  |
| --- |
| 1. **PROPOSED CHANGES** |

1. **Original Project Development Objective (PDO)**. The current PDO is: “to improve the financial viability, increase the reliability of electricity supply, and strengthen the governance of BT.” It is revised to reflect the unbundling of BT into separate and legally independent electricity generation, transmission, and distribution companies.
2. **Revised PDO**. The revised PDO is: “to improve the financial viability, increase the reliability of electricity supply, and strengthen the governance of Barqi Tojik OJSC, Shabakahoi Intiqoli Barq OJSC, and Shabakahoi Taqsimoti Barq OJSC.”
3. **Results Framework**. The following changes are made to the results framework.

**Table 1: Key Changes in the Results Framework**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Current** | **Revised** | **Current Target** | **Revised Target** |
| **PDO Level Results Indicators** | | | |
| **PDO Level Outcome Indicator 1 (Custom):** Reduction of BT’s cash deficit (% reduction of cash deficit) | **PDO Level Outcome Indicator 1 (Custom)**: Cash deficit of electricity sector (not exceeding the specified value) | 0 | No change |
| **PDO Level Outcome Indicator 2 (Custom):** Adequate electricity supply received by BT from Sangtuda-1 power plant (GWh) | No change | At least 1,800 GWh/year | No change |
| **PDO Level Outcome Indicator 3 (Custom):** Reduction of equipment failures in electricity transmission and distribution networks of BT (Number of equipment failures) | **PDO Level Outcome Indicator 3 (Custom):** Reduction of equipment failures in electricity transmission and distribution networks of SIB and STB (Number of equipment failures) | 1,400 | No change |
| **PDO Level Outcome Indicator 4 (Custom) DLI 8:** Use of technically, economically, and financially sound principles for the Recipient’s investment decision-making in electricity generation, transmission, and distribution (Yes/No) | No change | No | No change |
| **Intermediate Results Indicators** | | | |
| Improvement of BT’s collection rate for billed electricity in the cities of Istaravshan, Isfara, and Konibodom | Proposed for deletion given that this is no longer suppported under the Program |  |  |

1. **Program Boundaries.** The Program boundaries are expanded to include reduction of costs of electricity sector and improvement of predictability and transparency of sector revenues. Those additional measures were included into the updated Government program for 2019-2031.

**Figure 3: PforR Program Boundaries**



Source: World Bank team.

1. The updated Program includes the following.

**Results Area 1: Achievement of Financial Viability of the Electricity Sector**

* Achievement of cost-recovery end user tariffs.
* Revision of subsidiary agreements between MOF and BT.
* Improved prioritization, predictability and transparency of cash flows in the electricity sector.

**Results Area 2: Ensuring Electricity Supply Reliability**

* Adequate electricity supply from Sangtuda-1.
* Timely rehabilitation and upgrade of SIB’s and STB’s electricity transmission and distribution assets.
* Reduction of electricity sector costs.

**Result Area 3: Strengthening of BT, SIB, and STB Governance and Improvement of Transparency**

* Implementation of good-practice corporate governance at BT, SIB, and STB.
* Use of technically, economically, and financially sound principles for investment decision-making in generation, transmission, and distribution.
* Improvement of operational and financial transparency of BT, SIB, and STB.

1. **DLIs**. Some of the existing DLIs are modified to reflect the changes in the electricity sector due to restructuring. Moreover, two new DLIs are added that are important for returning the sector to the path of the financial viability. Specifically, DLI 10 is targeting reduction of costs, which is important in this macroeconomically challenging context. DLI 11 would allow for introduction of contractual framework among sector companies and consistent implementation of the escrow account mechanism that would allow for transparent and predictable cash flows among sector companies. Without such a mechanism, the revenue allocation among companies may become arbitrary and lead to creation of risks for some or all companies thus jeopardizing complete elimination of the cash deficit in the sector.

**Table 2: Disbursement Linked Indicators**

| **Current DLIs** | **Proposed Revised DLIs** | **Current Allocation (US$)** | **Revised Allocation (US$)** |
| --- | --- | --- | --- |
| DLI 1: Achievement of cost-recovery end-user tariffs | No change | 19,000,000 | 27,000,000 |
| DLI 2: Revision of Subsidiary Agreements between the MOF and BT[[9]](#footnote-9) | No change | 33,000,000 | 36,000,000 |
| DLI 3: Reduction of BT’s cash deficit | DLI 3: Reduction of electricity sector cash deficit | 28,000,000 | 46,000,000 |
| DLI 5:[[10]](#footnote-10) Adequate electricity supply is received by BT from Sangtuda-1 power plant | No change | 17,000,000 | 20,000,000 |
| DLI 7: Use of technically, economically, and financially sound principles for the Recipient’s investment decision-making in electricity generation, transmission, and distribution. | No change | 14,900,000 | 18,000,000 |
| DLI 8: Implementation of good-practice corporate governance at BT. | DLI 8: Implementation of good-practice corporate governance at BT, SIB, and STB | 17,000,000 | 19,000,000 |
| DLI 9: Improvement of BT’s operational and financial transparency | DLI 8: Improvement of operational and financial transparency of BT, SIB, and STB | 5,100,000 | 6,000,000 |
| - | DLI 10: Reduction of electricity sector costs | - | 22,000,000 |
| - | DLI 11: Improved prioritization,  predictability and transparency of cash flows in the electricity sector | - | 20,000,000 |
| **Total** |  | **134,000,000** | **214,000,000** |

1. The allocation of financing among the DLIs has been updated based on the following considerations.
2. ***Large share of new financing (US$60 million) is allocated to new DLIs and existing DLI 3***. The new DLIs are important for returning the sector to path of financial recovery, helping to reduce the overall sector and company-level risks to financial viability, and making progress towards elimination of cash deficit.
3. ***The remaining US$20 million is allocated to existing DLIs.*** This would contribute to continue implementation of the policy actions and other measures during the extended life of the Program to ensure there is no reversal in achievements that may disrupt the trajectory to financial viability.
4. **Program Expenditure Framework**. The Program expenditure framework is updated to: (a) remove metering and billing for the cities of Istaravshan, Isfara, and Konibodom; and (b) increase the size of the expenditure related to purchases of electricity and annual rehabilitation and upgrade of T&D assets given the increase in the duration of the Program and the importance of those expenditures for achievement of financial viability and improvement of electricity supply reliability. The metering and billing investments were originally planned to be co-financed by AIIB, however, due to deterioration of macro-fiscal framework of the country and the related impacts on electricity sector, the Government decided to defer those expenditures and focus on shoring up finances of the electricity to ensure uninterrupted supply of electricity.
5. The total revised cost of the Program is estimated at about TJS X billion (US$X million[[11]](#footnote-11)) over 2020-2031 and remains unchanged. Given that no new expenditure items are included, there is no need to update the fiduciary assessment of the Program.

**Table 3: Updated Program Expenditure Framework.**

| **Expenditure Items** | **Current Size (US$)** | **Expenditures as of Dec. 31, 2022 (US$)** | **Revised Size (US$)** |
| --- | --- | --- | --- |
| Cost of electricity from Sangtuda-1 | 411,100,353 |  |  |
| Rehabilitation and upgrade of T&D assets | 65,442,749 |  |  |
| *Equipment and materials* | *45,541,074* |  |  |
| *Installation and other services* | *11,111,069* |  |  |
| *Commissioning and testing* | *3,944,786* |  |  |
| *Shipment, Insurance and Contingencies* | *4,845,820* |  |  |
| Salaries of Economic and Forecasting Unit and Central Accounting Unit | 196,941 |  |  |
| Consultancy services, including for capacity building on social protection measures for MOF and other relevant government bodies | 2,360,000 |  |  |
| **Total** | **479,100,043** |  |  |

1. **The overall efficacy of execution of the Program expenditures is adequate**. The details to be provided.
2. **Program Financing**. The Program would be financed with combination of own resources of BT and IDA. As presented earlier, BT’s financing of the Program fell short of the level projected during appraisal of the parent project due to external shocks.

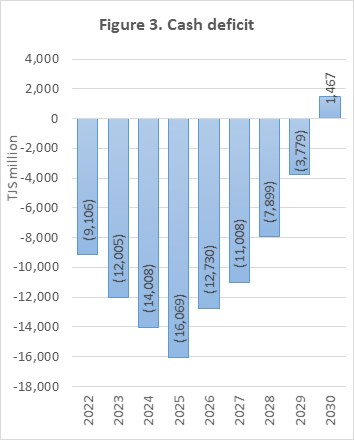
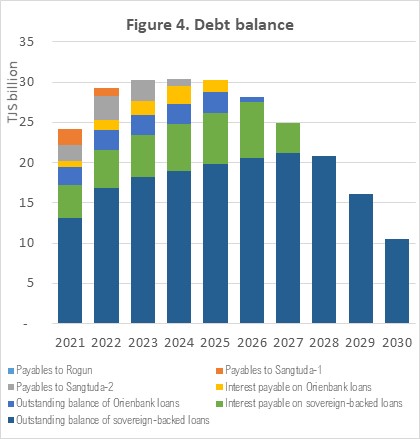
**Table 4: Financing Sources of the Program.**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Source** | **Original PforR (US$)** | **AF (US$)** | **Total** |
| BT own funds (tariff-regulated revenue) | 305,100,043 | XXX | XXX |
| IDA (PforR funding) | 134,000,000 | 80,000,000 | 214,000,000 |
| Financing gap | 40,000,000 | - | - |
| **Total** | **479,100,043** | **XXXX** | **XXXX** |

|  |
| --- |
| 1. **APPRAISAL SUMMARY** |

1. **Technical**
2. **The electricity sector and the Program remain financially viable with the proposed AF**. The increase in end-user tariffs, improvement of collection rates, and implementation of cost saving measures will help the sector generate more cash from operations and, as demonstrated on Figure 4, fully eliminate the cash deficit by 2030. EBITDA margin will increase to above 50 percent by 2026, and the liquidity will improve. Revision of the on-lending terms of the MOF will reduce the debt service costs of the sector and free up additional cash for repayment of its overdue liabilities. The commencement of electricity exports under the CASA-1000 project will also significantly contribute to the improvement of the financial standing starting from 2026. Specifically, exports under the CASA-1000 project are expected to generate an additional US$130 million of income per year. The electricity sector will gradually repay its current and overdue financial liabilities using incremental operating cash flows from financial recovery measures. It is estimated that by 2030, the sector will have fully repaid its overdue debts (principal plus interest) to MOF, overdue payables to Sangtuda-1 and Sangtuda-2 and debt to Orienbank and eliminate the cash deficit. As a result, by the end of 2030, the debt-to-assets ratio will have come down to 0.81, and the debt service coverage ratio will have reached above 1.0.

**Figure 4: Cash Deficit of Electricity Sector Figure 5: Outstanding Debt and Payables.**

Source: World Bank team estimation based on MEWR data.

**Table 5: Projected Impact of Financial Recovery Measures.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *TJS million* | **2022** | **2023** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** |
| Tariff | 339 | 556 | 804 | 1,084 | 1,545 | 1,918 | 2,450 | 3,017 | 3,777 |
| Collection improvement | 81 | 136 | 200 | 277 | 381 | 434 | 498 | 561 | 656 |
| Recovery of overdue receivables | 278 | 418 | 471 | 422 | 328 | 189 | 172 | 249 | 287 |
| Revision of interest rates on subsidiary loans | 238 | 266 | 275 | 283 | 249 | 255 | 262 | 288 | 279 |
| **Total cash flow** | **937** | **1,375** | **1,750** | **2,066** | **2,504** | **2,797** | **3,382** | **4,116** | **4,998** |
| **Cumulative cash flow** |  | **2,311** | **4,061** | **6,127** | **8,630** | **11,427** | **14,810** | **18,925** | **23,923** |

**Table 6: Projected Financial Ratios.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2022** | **2023** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** |
| **Gross margin** | 24% | 28% | 30% | 33% | 52% | 55% | 58% | 59% | 62% |
| **EBITDA margin** | 21% | 25% | 28% | 30% | 50% | 53% | 56% | 57% | 59% |
| **Debt-to-assets** | 1.38 | 1.45 | 1.52 | 1.58 | 1.52 | 1.42 | 1.27 | 1.08 | 0.81 |
| **Net debt-to-EBITDA** | 35.15 | 27.15 | 22.74 | 19.12 | 7.52 | 5.85 | 4.37 | 3.30 | 2.10 |
| **Debt service coverage ratio** | 0.04 | 0.00 | 0.00 | 0.06 | 0.24 | 0.29 | 0.38 | 0.54 | 1.03 |

1. **The electricity sector and the Program will not be financially viable without the proposed AF.** Without AF, the sector will continue to struggle with insufficient liquid assets to meet its current liabilities and will not eliminate the cash deficit with the proposed duration of the Program. In 2030, the ratio of current assets to current liabilities is estimated to be 0.26. Low collection ratio will lead to further build-up of overdue receivables, which may exceed 300 days of sales by 2025. This will result in continued non-payment to electricity suppliers and to the MOF on its long-term liabilities at least till the start of exports to Afghanistan and Pakistan under CASA-1000. Total debt of the sector, including payables to Sangtuda-1 and Sangtuda-2 as well, will reach TJS 29,104 million (US$2,383 million) or 140 percent of its assets. Losses from the foreign exchange rate changes will eat up any operating profit; total cumulative loss over the eight-year forecast period is estimated to be TJS 8,539 million (US$835 million), and the cash deficit will widen to TJS 16,393 million by 2030 from TJS 10,433 million in 2017.
2. **Фидуциарные аспекты**
3. **Механизмы ФМ в рамках проекта остаются в целом приемлемыми*.*** Механизмы ФМ родительской Программы периодически оценивались в ходе периодических миссий по поддержке и надзору за реализацией ФМ (последняя в декабре 2021 года) и были признаны в целом приемлемыми для реализации Программы. В результате дополнительного финансирования, а также несмотря на разукрупнение энергетического сектора на юридически независимые компании по производству, передаче и распределению электроэнергии, изменений в механизмах ФМ Программы не произойдет. Было достигнуто соглашение о том, что ОАХК "Барки Тоджик" (БТ) останется ответственной организацией за механизмы ФM программы и за координацию, при поддержке МЭВР, механизмов ФM программы с двумя другими предприятиями (ОАО «ШИБ» и «ШТБ»).
4. Аудит годовой финансовой отчетности предприятий[[12]](#footnote-12) (БТ, ШИБ и ШТБ) и Программы (включая дополнительное финансирование) будет проводиться (i) независимыми частными аудиторами, приемлемыми для Всемирного банка, на основе технического задания (ТЗ), приемлемого для Всемирного банка, и (ii) в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА), опубликованными Советом по международным стандартам аудита и гарантий (СМСАГ). Аудит годовой финансовой отчетности предприятия должен проводиться аудиторами, имеющими соответствующий опыт работы в энергетическом секторе. Для проведения аудита годовой финансовой отчетности Программы будет назначен тот же аудитор.
5. **Выплаты**. Также не будет внесено никаких изменений в Порядок осуществления выплат в рамках родительской Программы, который будет применяться и к дополнительному финансированию.
6. **Экологические и социальные аспекты**
7. **Любые изменения в механизмах реализации и их оценка**
8. **Механизмы реализации**. Общий надзор за реализацией Программы останется в компетенции МЭВР. МЭВР также будет отвечать за подготовку и обновление ПРГ, а также инвестиционных планов сети ПиР. АМС будет отвечать за внедрение новой тарифной методологии, включая разработку Документа по тарифам на электроэнергию, определяющего динамику ежегодного повышения тарифов до 2031 года для достижения уровня возмещения затрат, рассмотрение тарифов, которые будут представлены БT, ШИБ и ШТБ, и составление как минимум ежегодных рекомендаций правительству относительно корректировки тарифов. БТ будет нести ответственность за часть мероприятий Программы, связанных с обеспечением достаточного электроснабжения от Сангтуды-1 для внутренних нужд, выполнением ежегодного капитального ремонта и модернизации ключевых генерирующих активов, внедрением эффективной практики корпоративного управления и раскрытием основных операционных и финансовых данных и информации, связанных с генерацией. После того, как сектор электроэнергетики будет реорганизован, ШИБ и ШТБ будут отвечать за проведение ежегодного текущего ремонта и модернизации передающих и распределительных активов, а также за выполнение установленных функций корпоративного управления и раскрытие основных операционных и финансовых данных, связанных с их деятельностью.
9. **Корпоративные требования**

|  |
| --- |
| 1. **ОСНОВНЫЕ РИСКИ** |

1. Риски достижения цели развития Программы и соответствующих результатов оцениваются как Существенные.
2. **Политический риск и риск управления является существенным**. На уровне Программы политическое решение о приоритетности финансового оздоровления сектора электроэнергетики, включая меры, которые должны быть реализованы, было принято на самом высоком уровне, и власти продемонстрировали полную готовность. Операция не представляет угрозы для политической стабильности страны, Программа поддерживается всем политическим спектром и другими ключевыми заинтересованными сторонами и соответствует стратегии развития страны. Не существует серьезных рисков коррупции или прозрачности, связанных с расходами, учитывая, что все расходы выше порогового уровня (около 10 000 долларов США) должны быть одобрены Наблюдательным советом БТ, и расходы должны соответствовать годовым бюджетам. Корпоративное управление находится в зачаточном состоянии, несмотря на наличие элементов надлежащего корпоративного управления в БТ, ШИБ и ШТБ. Снижение этого риска будет зависеть от эффективности функционирования структур корпоративного управления в этих компаниях, что является ИПВ в рамках данной операции.
3. **Макроэкономический риск высок**. Замедление экономической активности, вызванное COVID-19, и экономическая ситуация в России, связанная с украинскими событиями, негативно повлияли на финансовое положение БT. Любое дальнейшее ухудшение экономической ситуации может создать значительные риски для данной операции через каналы снижения тарифов и обесценивания местной валюты. В частности, замедление экономической активности и снижение располагаемого дохода бытовых потребителей может привести к ухудшению показателей сбора платежей за электроэнергию и делают нецелесообразным дальнейшее повышение тарифов, которое может потребоваться для достижения финансового оздоровления электроэнергетического сектора. Прямые бюджетные субсидии сектору электроэнергетики для смягчения возможных последствий отсутствуют, поэтому финансовое положение сектора электроэнергетики может ухудшиться. Кроме того, будет иметь место косвенное воздействие от обесценивания сомони по сравнению с долларом США, что повлияет на стоимость электроэнергии, приобретаемой у НПЭ, и на расходы по обслуживанию долга БТ. Текущее взаимодействие правительства с Банком и МВФ, направленное на обеспечение бюджетной поддержки и других видов чрезвычайного финансирования, должно помочь укрепить макро-фискальную ситуацию.
4. **Отраслевые стратегии и политический риск существенный**. Ключевые мероприятия в рамках Программы были одобрены на самом высоком уровне, и существует низкая вероятность их отмены или изменения, что подтверждается обязательствами правительства с начала реализации Программы. В частности, траектория повышения тарифов в обновленной правительственной программе финансового оздоровления БТ на 2019-2031 годы; пересмотр субсидиарных соглашений между БТ и МФВ с целью снижения долговой нагрузки БТ; перевод в собственный капитал БT накопленных штрафов и пеней; внедрение элементов надлежащей практики корпоративного управления; и некоторые другие меры уже осуществляются, и правительство добивается достаточного прогресса во всех этих направлениях. Финансирование, выделенное на эти важнейшие ИПВ по реформированию политики, а также участие Банка в предоставлении технической помощи для улучшения структуры финансирования Рогунской ГЭС поможет снизить эти риски. Финансовая жизнеспособность более широкого сектора электроэнергетики важна для улучшения банковской устойчивости проекта Рогунской ГЭС, учитывая, что Рогунская ГЭС продает электроэнергию БТ (которая будет заменена продажами ШТБ) для целей внутреннего энергоснабжения.
5. **Технический дизайн Программы является удовлетворительным**. Аналитические основы и дизайн Программы являются надежными и не создают существенных рисков для достижения цели развития. Технический дизайн останется актуальным даже с учетом воздействия COVID-19. Программа потребует обновления для отражения влияния COVID-19 на доходы и расходы БТ и пересмотра целевых показателей с учетом изменений в финансовой ситуации.
6. **Институциональный потенциал по реализации и риск устойчивости существенный**. БT и MЭВР не имеют опыта в осуществлении таких сложных операций, однако их технические, экономические и финансовые отделы (которые будут играть определенную роль в реализации) в целом достаточно укомплектованы опытными специалистами. Кроме того, БT будет нанимать внешних консультантов для консультирования по различным вопросам по мере необходимости. Команда в АМС, которая будет отвечать за рассмотрение запросов на пересмотр тарифов, поданных БT, ШИБ и ШТБ, и представление рекомендаций правительству по утверждению тарифов, только что сформирована, и у нее нет опыта установления и пересмотра тарифов в соответствии с требованиями новой методологии. Ключевые сотрудники МЭВР и БТ продемонстрировали высокие результаты работы с момента начала Программы и хорошее понимание дизайна Программы. Дальнейшее наращивание потенциала будет обеспечено для ключевых сотрудников МЭВР и БТ, которые отвечают за реализацию различных частей Программы. Кроме того, поддержка в наращивании потенциала будет оказана некоторыми партнерами по развитию (например, проект USAID по наращиванию регуляторного потенциала). Существенных рисков для устойчивости результатов Программы нет, поскольку в настоящее время создаются институциональные/правовые и нормативные механизмы для обеспечения устойчивости достижений в рамках Программы.
7. **Фидуциарный риск является существенным**. Выводы по рискам финансового управления включают, но не ограничиваются следующим: (i) ограниченные возможности сотрудников по управлению финансами/бухгалтерии в БТ, в частности, на региональном уровне; (ii) слабый внутренний контроль и (iii) отсутствие практики надлежащего управления в БТ. Выводы по рискам закупок указывают на следующие основные недостатки: (i) использование неполной конкурсной документации, нечеткие квалификационные и технические требования, критерии оценки и условия контракта; (ii) отсутствие механизма управления контрактами, включая контроль качества исполнения контракта и затрат; (iii) отсутствие ясности и прозрачности в вопросах, связанных с подачей жалоб, их рассмотрением и принятыми решениями. Фидуциарные риски будут смягчены за счет повышения потенциала БТ в области бухгалтерского учета и аудита, последовательного внедрения принципов корпоративного управления, основанных на надлежащей практике, и усовершенствования стандартной документации по закупкам.
8. **Экологический и социальный риск является существенным**. Деятельность, предлагаемая в рамках Области результатов 2 Программы ПДДР, может привести к существенным экологическим последствиям. БТ, как основное реализующее агентство, имеет ограниченный внутренний потенциал для проведения экологической экспертизы. БT разработала и приняла экологическую политику на корпоративном уровне в 2006 году. Однако экологический менеджмент на уровне проекта, включая процедуры и практику управления опасными отходами, остается слабым. Предложение о создании компаний по передаче и распределению электроэнергии путем разукрупнения БТ (отвечающей за производство электроэнергии) может еще больше усугубить требования к экологическому менеджменту на уровне проекта, если новые компании не примут и не будут реализовывать экологическую политику, принятую БТ. Рейтинг экологического риска для программы ПДДР является существенным на основании оценки потенциала БТ. Экологический риск будет снижен путем принятия корпоративной экологической политики и руководства по проведению реабилитационных работ; найма дополнительного персонала по охране окружающей среды; и проведения тренингов. Повышение тарифов, поддерживаемое в рамках Программы, окажет воздействие на социально уязвимых потребителей. Поэтому Программа требует, через План действий Программы, дальнейшего развертывания программы АСП с необходимым пополнением бюджета и введения пожизненных тарифов, если АСП не обеспечит требуемого смягчения последствий.
9. **Риск заинтересованных сторон считается умеренным**. Повышение тарифов на 2020 и 2021 годы было отложено из-за воздействия COVID-19. Поэтому гражданское общество и частный сектор вряд ли будут возражать против целей и реализации Программы в 2020 году. МЭВР и БТ завершили подготовку стратегии информирования общественности по тарифам и более широким вопросам энергетики, которая после начала реализации в 2022 году должна помочь смягчить воздействие рисков заинтересованных сторон, связанных с повышением тарифов.
10. **Риск связанный с доходами БТ от экспорта считается высоким**. Прогнозируемые доходы БТ после 2022 года в значительной степени будут зависеть от денежных средств, полученных от экспорта по проекту CASA-1000 и экспорта в Афганистан по существующим контрактам. Экспорт в Афганистан по существующим контрактам приносит около 40 млн. долл. США в год с 2018 года, и ожидается, что БТ заработает около 130 млн. долл. США в год от экспорта электроэнергии в рамках проекта CASA-1000. Однако оба этих источника доходов находятся под угрозой, учитывая текущую ситуацию в Афганистане. Если сборы от существующего экспорта не будут увеличиваться необходимыми темпами, а проект CASA-1000 будет отложен на период после 2025 года, то финансовое оздоровление БТ окажется под угрозой. В настоящее время правительство активно изучает альтернативные рынки для экспорта излишков летней электроэнергии.
11. **Риск влияния Рогунской ГЭС на финансовое состояние БТ является умеренным**. Главным вопросом будет обеспечение того, чтобы БТ (или ШТБ) не покупал больше электроэнергии с Рогунской ГЭС, чем это оправдано с точки зрения внутреннего и экспортного спроса, а стоимость энергии с Рогунской ГЭС, которая будет поставляться на внутренний рынок, была полностью отражена в тарифе для конечного потребителя. Таким образом, СЗЭ БТ с Рогунской ГЭС должно быть основано на реалистичном прогнозе внутреннего спроса на электроэнергию, а также на наличии твердых и долгосрочных обязательств по экспорту. На 2020-2022 годы количество электроэнергии, которое БТ будет закупать на Рогунской ГЭС, соответствует требованиям внутреннего спроса.

|  |
| --- |
| 1. **РАССМОТРЕНИЕ ЖАЛОБ ВО ВСЕМИРНОМ БАНКЕ** |

1. **Рассмотрение жалоб*.*** Сообщества и отдельные лица, считающие, что они подверглись негативному воздействию в результате операции ПДДР при поддержке Банка, как это определено применимой политикой и процедурами, могут подавать жалобы через существующий механизм рассмотрения жалоб по данной программе или в Службу рассмотрения жалоб Банка (СРЖ). МРЖ обеспечивает оперативное рассмотрение полученных жалоб с целью решения соответствующих проблем. Затронутые проектом сообщества и отдельные лица могут подать свою жалобу в независимый Механизм подотчетности (МП) Банка. В МП действует инспекционная комиссия, которая определяет, был ли причинен или мог ли быть причинен ущерб в результате несоблюдения Банком его политики и процедур, и Служба разрешения споров, которая предоставляет сообществам и заемщикам возможность рассмотреть жалобы путем разрешения споров. Жалобы можно подавать в любое время после того, как проблемы были доведены непосредственно до сведения Банка, и руководство Банка получило возможность ответить на них. Информацию о том, как подать жалобу в Службу по рассмотрению жалоб Банка (СРЖ), можно найти на сайте: <http://www.worldbank.org/GRS>. Информацию о том, как подавать жалобы в Механизм подотчетности Банка, можно найти на сайте [https://accountability.worldbank.org](https://accountability.worldbank.org/).

|  |
| --- |
| 1. **СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ИЗМЕНЕНИЙ** |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Изменения** | **Нет изменений** |
| Изменение в целях развития проекта | ✔ |  |
| Изменение в системе результатов | ✔ |  |
| Изменение в дате(ах) закрытия кредита | ✔ |  |
| Изменение в учреждении исполнителе |  | ✔ |
| Изменение объема программы |  | ✔ |
| Предлагаемые отмены |  | ✔ |
| Перераспределение между категориями выплат |  | ✔ |
| Изменение в механизмах осуществления выплат |  | ✔ |
| Изменение в плане действий по программе |  | ✔ |
| Задействованы изменения в политике мер защиты |  | ✔ |
| Изменение в юридических обязательствах |  | ✔ |
| Изменение в техническом методе |  | ✔ |
| Изменение в фидуциарном управлении |  | ✔ |
| Изменение в экологических и социальных аспектах |  | ✔ |
| Другое изменение(я) |  | ✔ |

|  |
| --- |
| 1. **ПОДРОБНОЕ(ЫЕ) ИЗМЕНЕНИЕ(Я)** |

|  |
| --- |
| **ЦЕЛЬ РАЗВИТИЯ ПРОГРАММЫ** |
|  |
| **Текущая ЦРП** |
| Целями развития программы являются повышение финансовой жизнеспособности, повышение надежности электроснабжения и усиление управления БТ. |
| **Предлагаемая новая ЦРП** |
| Целями развития проекта являются повышение финансовой жизнеспособности, повышение надежности электроснабжения и укрепление управления ОАО "Барки Тоджик", ОАО "Шабакахои Интиколи Барк" и ОАО "Шабакахои Таксимоти Барк". |
|  |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ДАТА(Ы) ЗАКРЫТИЯ КРЕДИТА** | | | | | |
|  | | | | | |
| **Займ/Кредит/Tf** | **Статус** | **Первоначальная дата закрытия** | **Текущая дата закрытия** | **Предлагаемое закрытие** | **Предлагаемый крайний срок для Заявок на снятие средств** |
| МАР-D5580 | Действующий | 30 авг. 2026 г. | 30 авг. 2026 г. | 30 июля 2032 г. | 30 янв. 2033 г. |
|  | | | | | |

|  |
| --- |
| **IX. RESULTS FRAMEWORK AND MONITORING** |

|  |
| --- |
|  |
| **Results Framework COUNTRY: Tajikistan  Additional Financing to Power Utility Financial Recovery Project** |

|  |
| --- |
| **Program Development Objective(s)** |
| The project development objectives are to improve the financial viability, increase the reliability of electricity supply, and strengthen the governance of Barqi Tojik OJSC, Shabakahoi Intiqoli Barq OJSC, and Shabakahoi Taqsimoti Barq OJSC |

|  |
| --- |
| **Project Development Objective Indicators by Objectives/ Outcomes** |

| **RESULT\_FRAME\_TBL\_PDO** |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Indicator Name** | **DLI** | **Baseline** | **End Target** |
|  |  |  |  |
| **Results Area 1: Achievement of Financial Viability of BT** | | | |
| Reduction of BT’s cash deficit (Text) | null 3 | To be confirmed by the audit of 2019 annual financial statements | 0.00 |
| **Results Area 2: Ensuring Electricity Supply Reliability** | | | |
| Reduction of equipment failures in electricity transmission and distribution networks of BT (Number) |  | 2,417.00 | 1,500.00 |
| Adequate electricity supply received by BT from Sangtuda-1 power plant (Text) | null 4 | At least 1,800 GWh/year | At least 1,800 GWh/year |
| **Results Area 3: Strengthening of Governance and Improvement of Transparency of BT** | | | |
| New generation and T&D capital investment decisions are made by the Recipient considering sound economic, technical, and financial principles (Text) | null 5 | No | Yes |

|  |
| --- |
| **PDO Table SPACE** |

|  |
| --- |
| **Intermediate Results Indicators by Components** |
| **Intermediate Results Indicators by Results Areas** |

| **RESULT\_FRAME\_TBL\_IO** |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Indicator Name** | **DLI** | **Baseline** | **End Target** |
|  |  |  |  |
| **Results Area 1: Achievement of Financial Viability of BT** | | | |
| Extent to which end-user tariffs cover the revenue requirement of BT (Percentage) |  | 20.00 | 100.00 |
| Days of payables outstanding to Sangtuda-1 power plant (Days) |  | 397.00 | 45.00 |
| Debt service coverage ratio (Number) |  | 0.04 | 1.10 |
| **Results Area 2: Ensuring Electricity Supply Reliability** | | | |
| Actual expenditures on repair and upgrade of electricity T&D assets compared to the plan for 2020-2025. (Text) |  | No | Yes |
| **Results Area 3: Strengthening of BT Governance and Improvement of Transparency** | | | |
| Update and adoption of GEP and preparation and update of T&D network development plans (Text) |  | No | Yes |
| BT generation, transmission, and distribution companies have functional Supervisory Boards and the specialized committees (Text) |  | No | Yes |
| BT discloses key quarterly operational and financial data (Text) |  | No | Yes |
| Percentage of citizens who believe that the Program has established effective engagement processes (Percentage) |  | 0.00 | 60.00 |

|  |
| --- |
| **IO Table SPACE** |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Monitoring & Evaluation Plan: PDO Indicators Mapped** | | | | | |
| **Indicator Name** | **Definition/Description** | **Frequency** | **Datasource** | **Methodology for Data Collection** | **Responsibility for Data Collection** |
| Reduction of BT’s cash deficit | This indicator will measure the progress with ability of BT generation, transmission, and distribution companies to generate sufficient cash revenues to cover the direct production costs; selling costs; general and administrative costs; and costs associated with current liabilities | Annual | IVA report to be prepared by the auditor of annual financial statements of BT, transmission, and distribution companies | IVA report | BT |
| Reduction of equipment failures in electricity transmission and distribution networks of BT | This indicator will measure the progress with improvement of electricity supply reliability due to timely implementation of timely repair and and upgrade program. This indicator will include outages caused by emergencies; equipment failures of the first type; and equipment failures of the second type | Semi-annual | IVA report to be prepared by engineering consultant. | IVA report | BT |
| Adequate electricity supply received by BT from Sangtuda-1 power plant | This indicator will measure the progress with reliability of electricity supply given that supply from Sangtuda-1 HPP is essential for ensuring enough electricity supply to consumers | Semi-annual | Monthly bills submitted by Sangtuda-1 and meter readings of BT at receiving points | Monthly bills submitted by Sangtuda-1 and meter readings of BT at receiving points | BT |
| New generation and T&D capital investment decisions are made by the Recipient considering sound economic, technical, and financial principles | This indicator will measure the progress with implementation of good corporate management practices related to planning of new capital expenditures | Semi-annual | IVA report to be preapred by enginerring consultant | IVA report | IVA with inputs from BT |

|  |
| --- |
| **ME PDO Table SPACE** |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Monitoring & Evaluation Plan: Intermediate Results Indicators Mapped** | | | | | |
| **Indicator Name** | **Definition/Description** | **Frequency** | **Datasource** | **Methodology for Data Collection** | **Responsibility for Data Collection** |
| Extent to which end-user tariffs cover the revenue requirement of BT | This indicator will measure the progress with convergence of end-user tariffs with the cost-recovery level. It will be computed as the ratio of revenue requirement at generation, transmission, and distribution and the actual weighed average end-user tariff | Annual | BT audited financial statements; IVA report on tariff increases with supporting documents | BT audited fianncial statements and IVA report. | BT and IVA |
| Days of payables outstanding to Sangtuda-1 power plant | This indicator will measure the progress with reduction of payables to Sangtuda-1 IPP. It will be computed by dividing the average payables to Sangtuda-1 during the year by cost of goods sold / 365 | Annual | BT audited financial statements | BT audited financial statements | BT |
| Debt service coverage ratio | This indicator measures the progress with improvement of BT’s ability to service the debt | Annual | BT audited financial statements | BT audited financial statements | BT |
| Actual expenditures on repair and upgrade of electricity T&D assets compared to the plan for 2020-2025. | This indicator will measure the progress with implementation of 6-year plan for repair and upgrade of electricity T&D assets | Annual | BT’s report on expenditures under rehabilitation and upgrade program; BT audited annual financial statements | BT’s report on expenditures under rehabilitation and upgrade program; BT audited annual financial statements | BT |
| Update and adoption of GEP and preparation and update of T&D network development plans | This indicator will measure the progress with preparation of the investment plans for power generation and T&D and their adoption | Annual | Approved plans with relevant decisions/decrees and IVA report | Approved plans with relevant decisions/decrees and IVA report | BT and IVA |
| BT generation, transmission, and distribution companies have functional Supervisory Boards and the specialized committees | This indicator will measure the progress with implementation of good corporate governance principles at generation, transmission, and distribution levels | Annual | IVA report. | IVA report. | IVA. |
| BT discloses key quarterly operational and financial data | This indicator will measure the progress with disclosure of key quarterly operational and financial data at generation, transmission, and distribution level | Quarterly | BT's web-site | BT's web-site | BT |
| Percentage of citizens who believe that the Program has established effective engagement processes | This indicator will monitor progress with citizen engagement activities | Annual | Annual surveys of public opinion to be commissioned by BT | Survey | BT |

|  |
| --- |
| **ME IO Table SPACE** |

|  |
| --- |
| **Disbursement Linked Indicators Matrix** |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144236 ACTION** |  | | | |
| **DLI 1** | DLI 1: Achievement of cost-recovery end-user tariffs | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 19,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Tariffs below cost recovery | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 11,000,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 3,000,000.00 |  |
| 2022 |  | | 2,000,000.00 |  |
| 2023 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2024 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2025 |  | | 1,000,000.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144237 ACTION** |  | | | |
| **DLI 1.1** | DLR 1.1: (a) At least 12% increase of average end-user tariff for BT; (b) approval of the Electricity Tariff Paper satisfactory; and (c) establishment of an adequately staffed Tariff Unit at AMC | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | No | Text | 11,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Tariffs below cost recovery | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 11,000,000.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144238 ACTION** |  | | | |
| **DLI 1.2** | DLR 1.2: At least annual adjustment of generation, transmission, distribution and end-user tariffs as per new tariff methodology and consistent with targets approved under Electricity Tariff Paper | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | No | Text | 3,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Tariffs below cost recovery | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 3,000,000.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144239 ACTION** |  | | | |
| **DLI 1.3** | DLR 1.3: At least annual adjustment of generation, transmission, distribution and end-user tariffs as per new tariff methodology and consistent with targets approved under Electricity Tariff Paper | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | No | Text | 2,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Tariffs below cost recovery | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 2,000,000.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144240 ACTION** |  | | | |
| **DLI 1.4** | DLR 1.4: At least annual adjustment of generation, transmission, distribution and end-user tariffs as per new tariff methodology and consistent with targets approved under Electricity Tariff Paper | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | No | Text | 1,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Tariffs below cost recovery | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144241 ACTION** |  | | | |
| **DLI 1.5** | DLR 1.5: At least annual adjustment of generation, transmission, distribution and end-user tariffs as per new tariff methodology and consistent with targets approved under Electricity Tariff P | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | No | Text | 1,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Tariffs below cost recovery | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144242 ACTION** |  | | | |
| **DLI 1.6** | DLR 1.6: At least annual adjustment of generation, transmission, distribution and end-user tariffs as per new tariff methodology and consistent with targets approved under Electricity Tariff Paper | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | No | Text | 1,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Tariffs below cost recovery. | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 1,000,000.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144243 ACTION** |  | | | |
| **DLI 2** | DLI 2: Revision of the Subsidiary Agreements (SA) between the MOF and BT | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 33,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT incurs excessive debt service costs under loans received from MOF | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 10,000,000.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 9,000,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 7,000,000.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 7,000,000.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144244 ACTION** |  | | | |
| **DLI 2.1** | DLR 2.1: The Recipient converts into equity ownership of BT the outstanding principal amounts and interest payable by BT to MOF for at least ten loans under Group 1 SAs | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 8,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT incurs excessive debt service costs under loans received from MOF | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 8,000,000.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144245 ACTION** |  | | | |
| **DLI 2.2** | DLR 2.2: The terms of any new financing received by BT from the MOF are aligned with the terms in the respective legal agreements between the Recipient and the financiers | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 2,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT incurs excessive debt service costs under loans received from MOF | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 2,000,000.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144246 ACTION** |  | | | |
| **DLI 2.3** | DLR 2.3: The Recipient converts into equity ownership of BT the outstanding principal amounts and interest payable by BT to MOF under additional four loans under Group 1 SAs | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 2,400,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT incurs excessive debt service costs under loans received from MOF | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 2,400,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144247 ACTION** |  | | | |
| **DLI 2.4** | DLR 2.4: BT SB adopts formal decision to prohibit BT from receiving new financing from MOF unless terms of such financing are aligned with terms reflected in legal docs between Recipient and financier | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 4,600,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT incurs excessive debt service costs under loans received from MOF | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 4,600,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144248 ACTION** |  | | | |
| **DLI 2.5** | DLR 2.5: The terms of any new financing received by BT from the MOF are aligned with the terms in the respective legal documents between the Recipient and the financiers | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 2,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT incurs excessive debt service costs under loans received from MOF | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 2,000,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144249 ACTION** |  | | | |
| **DLI 2.6** | DLR 2.6: (a) MOF and BT revise terms of ten loans under Group 2 SAs; (b) Recipient converts into equity the difference between original and revised interest payable under each of ten loans | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 5,600,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT incurs excessive debt service costs under loans received from MOF | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 5,600,000.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144250 ACTION** |  | | | |
| **DLI 2.7** | DLR 2.7: The terms of any new financing received by BT from the MOF are aligned with the terms in the respective legal documents between the Recipient and the financiers | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 1,400,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT incurs excessive debt service costs under loans received from MOF | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 1,400,000.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144251 ACTION** |  | | | |
| **DLI 2.8** | DLR 2.8: (a) MOF and BT revise terms of nine additional loans under Group 2 SAs; (b) Recipient converts into equity difference between original and revised interest payable under each of nine loans | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 5,600,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT incurs excessive debt service costs under loans received from MOF | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 5,600,000.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144252 ACTION** |  | | | |
| **DLI 2.9** | DLR 2.9: The terms of any new financing received by BT from the MOF are aligned with the terms in the respective legal documents between the Recipient and the financiers | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 1,400,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT incurs excessive debt service costs under loans received from MOF | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 1,400,000.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144253 ACTION** |  | | | |
| **DLI 3** | DLI 3: Reduction of BT's cash deficit | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | Yes | Text | 28,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | To be confirmed based on the audit of 2019 financial statements | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 1,960,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 4,200,000.00 |  |
| 2022 |  | | 3,640,000.00 |  |
| 2023 |  | | 4,200,000.00 |  |
| 2024 |  | | 8,400,000.00 |  |
| 2025 |  | | 5,600,000.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144254 ACTION** |  | | | |
| **DLI 3.1** | DLR 3.1: At least 7 percent reduction from the BT’s cash deficit in 2019 | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | Yes | Text | 1,960,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | To be confirmed based on the audit of 2021 financial statements | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 1,960,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144255 ACTION** |  | | | |
| **DLI 3.2** | DLR 3.2: At least 22 percent reduction from the level of the preceding year | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | Yes | Text | 4,200,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | To be confirmed based on the audit of 2021 financial statements | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 4,200,000.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144256 ACTION** |  | | | |
| **DLI 3.3** | DLR 3.3: At least 35 percent reduction from the level of the preceding year | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | Yes | Text | 3,640,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | To be confirmed based on the audit of 2022 financial statements | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 3,640,000.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144257 ACTION** |  | | | |
| **DLI 3.4** | DLR 3.4: At least 50 percent reduction from the level of the preceding year | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | Yes | Text | 4,200,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | To be confirmed based on the audit of 2023 financial statements | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 4,200,000.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144258 ACTION** |  | | | |
| **DLI 3.5** | DLR 3.5: At least 80 percent reduction from the level of the preceding year | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | Yes | Text | 8,400,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | To be confirmed based on the audit of 2024 financial statements | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 8,400,000.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144259 ACTION** |  | | | |
| **DLI 3.6** | DLR 3.6: No cash deficit | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | Yes | Text | 5,600,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | To be confirmed based on the audit of 2025 financial statements | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 5,600,000.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144260 ACTION** |  | | | |
| **DLI 4** | DLI 5: Adequate electricity supply is received by BT from Sangtuda-1 power plant | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 17,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Average of 1,895 GWh/year in 2013-2017 | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 3,000,000.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 3,000,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 3,000,000.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 3,000,000.00 |  |
| 2022 |  | | 2,000,000.00 |  |
| 2023 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2024 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2025 |  | | 1,000,000.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144261 ACTION** |  | | | |
| **DLI 4.1** | DLR 5.1: At least 1,000 GWh is received by BT | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 3,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Average of 1,895 GWh/year in 2013-2017. The DLR target is expected to be met by the original deadline of June 30, 2020 | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 3,000,000.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144262 ACTION** |  | | | |
| **DLI 4.2** | DLR 5.2: At least 800 GWh is received by BT | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 3,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Average of 1,895 GWh/year in 2013-2017 | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 3,000,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144263 ACTION** |  | | | |
| **DLI 4.3** | DLR 5.3: At least 1,000 GWh is received by BT | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 3,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Average of 1,000 GWh/year by June 2021 | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 3,000,000.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144264 ACTION** |  | | | |
| **DLI 4.4** | DLR 5.4: At least 800 GWh is received by BT | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 3,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Average of 895 GWh/year in 2021 | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 3,000,000.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144265 ACTION** |  | | | |
| **DLI 4.5** | DLR 5.5: At least 1,800 GWh is received by BT | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 2,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Average of 1,895 GWh/year in 2013-2017 | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 2,000,000.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144266 ACTION** |  | | | |
| **DLI 4.6** | DLR 5.6: At least 1,800 GWh is received by BT | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 1,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Average of 1,895 GWh/year in 2013-2017 | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144267 ACTION** |  | | | |
| **DLI 4.7** | DLR 5.7: At least 1,800 GWh is received by BT | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 1,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Average of 1,895 GWh/year in 2013-2017 | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144268 ACTION** |  | | | |
| **DLI 4.8** | DLR 5.8: At least 1,800 GWh is received by BT | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 1,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | Average of 1,895 GWh/year in 2013-2017 | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 1,000,000.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144269 ACTION** |  | | | |
| **DLI 5** | DLI 7: Use of technically, economically, and financially sound principles for the Recipient’s investment decision-making in electricity generation, transmission, and distribution | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 14,900,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 3,900,000.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 5,000,000.00 |  |
| 2022 |  | | 4,000,000.00 |  |
| 2023 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2024 |  | | 500,000.00 |  |
| 2025 |  | | 500,000.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144270 ACTION** |  | | | |
| **DLI 5.1** | DLR 7.1: MEWR completes the update of GEP | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 3,900,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 3,900,000.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144271 ACTION** |  | | | |
| **DLI 5.2** | DLR 7.2: MEWR approves the updated GEP | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 5,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 5,000,000.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144272 ACTION** |  | | | |
| **DLI 5.3** | DLR 7.3: New generation investment decisions are made by the Recipient in accordance with the updated GEP; T&D network development plans, based on GEP, are prepared by BT and approved by MEWR | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | No | Text | 4,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 4,000,000.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144273 ACTION** |  | | | |
| **DLI 5.4** | DLR 7.4: New generation as well as T&D projects initiated by BT or the Recipient’s government are consistent with the approved plans | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | No | Text | 1,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144274 ACTION** |  | | | |
| **DLI 5.5** | DLR 7.5: New generation as well as T&D projects initiated by BT or the Recipient’s government are consistent with the approved plans | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 500,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 500,000.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144275 ACTION** |  | | | |
| **DLI 5.6** | DLR 7.6: New generation as well as T&D projects initiated by BT or the Recipient’s government are consistent with the approved plans | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 500,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 500,000.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144276 ACTION** |  | | | |
| **DLI 6** | DLI 8: Implementation of good-practice corporate governance at BT | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 17,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No good-practice corporate governance structure | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 4,000,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 5,000,000.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 4,000,000.00 |  |
| 2022 |  | | 2,000,000.00 |  |
| 2023 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2024 |  | | 500,000.00 |  |
| 2025 |  | | 500,000.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144277 ACTION** |  | | | |
| **DLI 6.1** | DLR 8.1: SBs are functional and formed specialized committees (audit and compensation committees) at generation, T&D companies, comprising of SB members and chaired by independent SB members | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Intermediate Outcome | No | Text | 4,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No good-practice corporate governance structure | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 4,000,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144278 ACTION** |  | | | |
| **DLI 6.2** | DLR 8.2: SBs and specialized committees are functional | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 5,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No good-practice corporate governance structure | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 5,000,000.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144279 ACTION** |  | | | |
| **DLI 6.3** | DLR 8.3: SBs and specialized committees are functional | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 4,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No good-practice corporate governance structure | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 4,000,000.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144280 ACTION** |  | | | |
| **DLI 6.4** | DLR 8.4: SBs and specialized committees are functional | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 2,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No good-practice corporate governance structure | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 2,000,000.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144281 ACTION** |  | | | |
| **DLI 6.5** | DLR 8.5: SBs and specialized committees are functional | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 1,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No good-practice corporate governance structure | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144282 ACTION** |  | | | |
| **DLI 6.6** | DLR 8.6: SBs and specialized committees are functional | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 500,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No good-practice corporate governance structure | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 500,000.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144283 ACTION** |  | | | |
| **DLI 6.7** | DLR 8.7: SBs and specialized committees are functional | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 500,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | No good-practice corporate governance structure | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 500,000.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144284 ACTION** |  | | | |
| **DLI 7** | DLI 9: Improvement of BT's operational and financial transparency | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Outcome | No | Text | 5,100,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT does not publish the key operational and financial data | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 1,100,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2022 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2023 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2024 |  | | 500,000.00 |  |
| 2025 |  | | 500,000.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144285 ACTION** |  | | | |
| **DLI 7.1** | DLR 9.1: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2019 | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 1,100,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT does not publish the key operational and financial data | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 1,100,000.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144286 ACTION** |  | | | |
| **DLI 7.2** | DLR 9.2: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2020 | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 1,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT does not publish the key operational and financial data | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144287 ACTION** |  | | | |
| **DLI 7.3** | DLR 9.3: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2021 | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 1,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT does not publish the key operational and financial data | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144288 ACTION** |  | | | |
| **DLI 7.4** | DLR 9.4: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2022 | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 1,000,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT does not publish the key operational and financial data | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 1,000,000.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144289 ACTION** |  | | | |
| **DLI 7.5** | DLR 9.5: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2023 | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 500,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT does not publish the key operational and financial data | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 500,000.00 |  |
| 2025 |  | | 0.00 |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **DLI IN01144290 ACTION** |  | | | |
| **DLI 7.6** | DLR 9.6: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2024 | | | |
| **Type of DLI** | **Scalability** | **Unit of Measure** | **Total Allocated Amount (USD)** | **As % of Total Financing Amount** |
| Output | No | Text | 500,000.00 | 0.00 |
| **Period** | **Value** | | **Allocated Amount (USD)** | **Formula** |
| Baseline | BT does not publish the key operational and financial data | |  |  |
| 1S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2020 |  | | 0.00 |  |
| 1S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2S 2021 |  | | 0.00 |  |
| 2022 |  | | 0.00 |  |
| 2023 |  | | 0.00 |  |
| 2024 |  | | 0.00 |  |
| 2025 |  | | 500,000.00 |  |

|  |
| --- |
| **Verification Protocol Table: Disbursement Linked Indicators** |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 1** | DLI 1: Achievement of cost-recovery end-user tariffs |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 1.1** | DLR 1.1: (a) At least 12% increase of average end-user tariff for BT; (b) approval of the Electricity Tariff Paper satisfactory; and (c) establishment of an adequately staffed Tariff Unit at AMC |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 1.2** | DLR 1.2: At least annual adjustment of generation, transmission, distribution and end-user tariffs as per new tariff methodology and consistent with targets approved under Electricity Tariff Paper |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** | ​​​​​​​ |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 1.3** | DLR 1.3: At least annual adjustment of generation, transmission, distribution and end-user tariffs as per new tariff methodology and consistent with targets approved under Electricity Tariff Paper |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** | ​​​​​​ |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 1.4** | DLR 1.4: At least annual adjustment of generation, transmission, distribution and end-user tariffs as per new tariff methodology and consistent with targets approved under Electricity Tariff Paper |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** | ​​​​​​​ |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 1.5** | DLR 1.5: At least annual adjustment of generation, transmission, distribution and end-user tariffs as per new tariff methodology and consistent with targets approved under Electricity Tariff P |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** | ​​​​​​​ |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 1.6** | DLR 1.6: At least annual adjustment of generation, transmission, distribution and end-user tariffs as per new tariff methodology and consistent with targets approved under Electricity Tariff Paper |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** | ​​​​​​​ |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 2** | DLI 2: Revision of the Subsidiary Agreements (SA) between the MOF and BT |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 2.1** | DLR 2.1: The Recipient converts into equity ownership of BT the outstanding principal amounts and interest payable by BT to MOF for at least ten loans under Group 1 SAs |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** | ​​​​​​​ |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 2.2** | DLR 2.2: The terms of any new financing received by BT from the MOF are aligned with the terms in the respective legal agreements between the Recipient and the financiers |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** | ​​​​​​​ |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 2.3** | DLR 2.3: The Recipient converts into equity ownership of BT the outstanding principal amounts and interest payable by BT to MOF under additional four loans under Group 1 SAs |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 2.4** | DLR 2.4: BT SB adopts formal decision to prohibit BT from receiving new financing from MOF unless terms of such financing are aligned with terms reflected in legal docs between Recipient and financier |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 2.5** | DLR 2.5: The terms of any new financing received by BT from the MOF are aligned with the terms in the respective legal documents between the Recipient and the financiers |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 2.6** | DLR 2.6: (a) MOF and BT revise terms of ten loans under Group 2 SAs; (b) Recipient converts into equity the difference between original and revised interest payable under each of ten loans |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 2.7** | DLR 2.7: The terms of any new financing received by BT from the MOF are aligned with the terms in the respective legal documents between the Recipient and the financiers |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 2.8** | DLR 2.8: (a) MOF and BT revise terms of nine additional loans under Group 2 SAs; (b) Recipient converts into equity difference between original and revised interest payable under each of nine loans |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 2.9** | DLR 2.9: The terms of any new financing received by BT from the MOF are aligned with the terms in the respective legal documents between the Recipient and the financiers |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 3** | DLI 3: Reduction of BT's cash deficit |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 3.1** | DLR 3.1: At least 7 percent reduction from the BT’s cash deficit in 2019 |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 3.2** | DLR 3.2: At least 22 percent reduction from the level of the preceding year |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 3.3** | DLR 3.3: At least 35 percent reduction from the level of the preceding year |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 3.4** | DLR 3.4: At least 50 percent reduction from the level of the preceding year |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 3.5** | DLR 3.5: At least 80 percent reduction from the level of the preceding year |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 3.6** | DLR 3.6: No cash deficit |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 4** | DLI 5: Adequate electricity supply is received by BT from Sangtuda-1 power plant |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 4.1** | DLR 5.1: At least 1,000 GWh is received by BT |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 4.2** | DLR 5.2: At least 800 GWh is received by BT |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 4.3** | DLR 5.3: At least 1,000 GWh is received by BT |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 4.4** | DLR 5.4: At least 800 GWh is received by BT |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 4.5** | DLR 5.5: At least 1,800 GWh is received by BT |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 4.6** | DLR 5.6: At least 1,800 GWh is received by BT |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 4.7** | DLR 5.7: At least 1,800 GWh is received by BT |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 4.8** | DLR 5.8: At least 1,800 GWh is received by BT |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 5** | DLI 7: Use of technically, economically, and financially sound principles for the Recipient’s investment decision-making in electricity generation, transmission, and distribution |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 5.1** | DLR 7.1: MEWR completes the update of GEP |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 5.2** | DLR 7.2: MEWR approves the updated GEP |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 5.3** | DLR 7.3: New generation investment decisions are made by the Recipient in accordance with the updated GEP; T&D network development plans, based on GEP, are prepared by BT and approved by MEWR |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 5.4** | DLR 7.4: New generation as well as T&D projects initiated by BT or the Recipient’s government are consistent with the approved plans |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 5.5** | DLR 7.5: New generation as well as T&D projects initiated by BT or the Recipient’s government are consistent with the approved plans |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 5.6** | DLR 7.6: New generation as well as T&D projects initiated by BT or the Recipient’s government are consistent with the approved plans |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 6** | DLI 8: Implementation of good-practice corporate governance at BT |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 6.1** | DLR 8.1: SBs are functional and formed specialized committees (audit and compensation committees) at generation, T&D companies, comprising of SB members and chaired by independent SB members |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 6.2** | DLR 8.2: SBs and specialized committees are functional |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 6.3** | DLR 8.3: SBs and specialized committees are functional |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 6.4** | DLR 8.4: SBs and specialized committees are functional |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 6.5** | DLR 8.5: SBs and specialized committees are functional |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 6.6** | DLR 8.6: SBs and specialized committees are functional |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 6.7** | DLR 8.7: SBs and specialized committees are functional |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 7** | DLI 9: Improvement of BT's operational and financial transparency |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 7.1** | DLR 9.1: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2019 |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 7.2** | DLR 9.2: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2020 |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 7.3** | DLR 9.3: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2021 |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 7.4** | DLR 9.4: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2022 |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 7.5** | DLR 9.5: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2023 |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

|  |  |
| --- | --- |
| DLI\_TBL\_VERIFICATION |  |
| **DLI 7.6** | DLR 9.6: BT publishes on its website the key quarterly operational data and quarterly un-audited financial statements for 2024 |
| **Description** |  |
| **Data source/ Agency** |  |
| **Verification Entity** |  |
| **Procedure** |  |

**.**

**Note to Task Teams:** End of system generated content, document is editable from here. *Please delete this note when finalizing the document.*

|  |  |
| --- | --- |
| **ULT\_YES\_TARGET\_VALUES** | |
| **ANNEX 1: INTEGRATED RISK ASSESSMENT** |

**Note to Task Teams:** The following sections are system generated and can only be edited online in the Portal. *Please delete this note when finalizing the document.*

0

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **SYSTEMATIC OPERATIONS RISK-RATING TOOL (SORT)** | | |
| **Risk Category** | **Latest ISR Rating** | **Current Rating** |
| |  |  |  | | --- | --- | --- | | Political and Governance | ⚫⚫⚫⚫⚫ Substantial | ⚫⚫⚫⚫⚫ Substantial |  |  |  |  | | --- | --- | --- | | Macroeconomic | ⚫⚫⚫⚫⚫ High | ⚫⚫⚫⚫⚫ High |  |  |  |  | | --- | --- | --- | | Sector Strategies and Policies | ⚫⚫⚫⚫⚫ Moderate | ⚫⚫⚫⚫⚫ Moderate |  |  |  |  | | --- | --- | --- | | Technical Design of Project or Program | ⚫⚫⚫⚫⚫ Moderate | ⚫⚫⚫⚫⚫ Moderate |  |  |  |  | | --- | --- | --- | | Institutional Capacity for Implementation and Sustainability | ⚫⚫⚫⚫⚫ Moderate | ⚫⚫⚫⚫⚫ Moderate |  |  |  |  | | --- | --- | --- | | Fiduciary | ⚫⚫⚫⚫⚫ High | ⚫⚫⚫⚫⚫ Substantial |  |  |  |  | | --- | --- | --- | | Environment and Social | ⚫⚫⚫⚫⚫ Substantial | ⚫⚫⚫⚫⚫ Substantial |  |  |  |  | | --- | --- | --- | | Stakeholders | ⚫⚫⚫⚫⚫ Moderate | ⚫⚫⚫⚫⚫ Moderate |  |  |  |  | | --- | --- | --- | | Other | ⚫⚫⚫⚫ | ⚫⚫⚫⚫⚫ High |  |  |  |  | | --- | --- | --- | | Overall | ⚫⚫⚫⚫⚫ Substantial | ⚫⚫⚫⚫⚫ Substantial | | | |
|  | | |

**Note to Task Teams:** End of system generated content, document is editable from here. *Please delete this note when finalizing the document.*

|  |
| --- |
| **ANNEX 2: TECHNICAL ASSESSMENT – ADDENDUM (OPTIONAL)** |

**Note to Task Teams:** *Please delete this note when finalizing the document.*

1. Confirm the strategic relevance and technical soundness of the Program.
2. Update to the Program definition and boundary
3. Detailed program description particularly if there have been significant changes
4. Update the capacity assessment of existing implementing agencies to adequately implement the expanded Program, taking into account the AF needs
5. Update the Program expenditure framework and assessment, accounting for the AF and any other changes in expenditure parameters
6. Update of the results framework, as well as the monitoring and the verification protocols, taking into account the AF
7. Update the economic analysis of the Program, if needed

If the required information is captured in the main text of the PP, it need not be repeated here and this annex can be dropped.

|  |
| --- |
| **ANNEX 3: FIDUCIARY SYSTEMS ASSESSMENT – ADDENDUM (OPTIONAL)** |

**Note to Task Teams:** *Please delete this note when finalizing the document.*

1. Update the fiduciary risks, taking into account the AF
2. Update any actions needed to address capacity constraints in procurement, financial management, and related governance issues, taking into account the AF needs

If the required information is captured in the main text of the PP, it need not be repeated here and this annex can be dropped.

|  |
| --- |
| **ANNEX 4: ENVIRONMENT AND SOCIAL SYSTEMS ASSESSMENT – Addendum** |

**Note to Task Teams:** *Please delete this note when finalizing the document.*

Present results of the incremental ESSA including any:

1. Any new environment or social risks introduced as a result of the expanded scope of the AF and how they can be managed
2. Areas of improvement that may be needed in the E&S systems, taking into account the AF needs
3. Engage in consultations with any new stakeholders (or existing stakeholders on expanded scope) as a result of the AF

If the required information is captured in the main text of the PP, it need not be repeated here and this annex can be dropped. Note that a stand-alone ESSA Addendum would still need to be issued as a separate document for consultations to be completed prior to Appraisal Completion.

**Note to Task Teams:** The following sections are system generated and can only be edited online in the Portal. *Please delete this note when finalizing the document.*

0

|  |
| --- |
| **ANNEX 5: MODIFIED PROGRAM ACTION PLAN** |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Action Description** | **Source** | **DLI#** | **Responsibility** | **Timing** | **Completion Measurement** | **Action** |
| |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Establishment of adequately staffed Tariff Unit under AMC | Other | DLI 1 | The Government | Due Date | 30-Jun-2022 | IVA report with confirmation that: (a) new legislation and other legal amendments adopted for establishment of the Tariff Unit are in compliance with requirements of Tajikistan’s laws and regulations; and (b) Tariff Unit is adequately staffed | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Hire two additional internal audit staff for BT | Fiduciary Systems |  | BT | Other | Within 6 months after the Program effectiveness | BT hires the additional staff and submit to the Bank the signed contracts | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | The internal audit staff to pass the national Internal Auditor Certification | Fiduciary Systems |  | BT | Due Date | 30-Dec-2022 | The internal audit staff receives the required certification and the evidence is submitted to the Bank | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Revision of specified subsidiary agreements between MOF and BT to mirror the original terms reflected in international agreements between MOF and financiers. | Fiduciary Systems | DLI 2 | MOF and BT | Due Date | 31-Dec-2022 | The MOF and BT to revise subsidiary agreements as recommended and share the copies of the revised agreements with the Bank | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Corporate governance of BT generation, transmission, and distribution companies is strengthened | Fiduciary Systems | DLI 8 | The Government | Due Date | 31-Mar-2022 | (a) Procedures for selection of SB members, appointment procedures, and respective qualification requirements are developed and approved; (b) Selection of SB members is completed; and (c) SBs form Specialized Committees (SC) | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Prepare a capacity building and training plan, acceptable to the Bank, for improving the BT staff capacity in longer term institutional capital budget planning, international | Fiduciary Systems |  | BT | Due Date | 16-Dec-2021 | A fiduciary staff capacity building and training plan, with specifying concrete activities, resources and deadlines, is developed, agreed with the Bank and approved by BT | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | The Public Procurement Agency would continue working on improvement of standard bidding documents taking into account the recommendations from the Bank | Fiduciary Systems |  | State Procurement Agency and BT | Other | Continuous during the Program implementation | Standard Biding documents with adequate General Condition of Contract are available and ready for use under the Program | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Create a dedicated section in BT public website to post the information on procurement complaints handling | Fiduciary Systems |  | BT | Other | Created by 31-May-2022 and maintained continuously during Program implementation | Procurement complaints section of BT website publishing info: (i) any procurement related complaints received; (ii) date, time and place of the complaint review; (iii) status of handling of the complaint; and (iv) decision of complaint review. | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Outsourcing critical specialized services, such as capacity development support, IVA and audit to the market on a competitive basis | Fiduciary Systems |  | BT | Other | Continuous during Program implementation | Necessary advisory services procured in a timely manner to support Program implementation and achievement of its results | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Develop corporate environmental policy and key guidelines and regulations for BT generation, transmission, and distribution companies to facilitate adequate environmental performance in implementing rehab, replacement, and upgrade of key assets | Environmental and Social Systems |  | BT with the assistance of PMU ES | Due Date | 29-Apr-2022 | BT, transmission, and distribution companies adopt corporate environmental policy and key environmental management guidelines and regulations for implementation of T&D rehabilitation and upgrade | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Hire additional environmental specialists/consultants at BT generation and transmission companies and ensure that the newly formed generation, transmission and distribution companies also have adequate in-house environmental capacity | Environmental and Social Systems |  | BT | Due Date | 30-Oct-2020 | Adequately qualified environmental staff at BT, transmission, and distribution companies ensuring adequate environmental performance of activities under the Program | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Develop relevant educational modules and organize regular trainings on environmental management for BT generation and transmission companies, and for their contractors | Environmental and Social Systems |  | BT with assistance of ESPMU | Other | 30-Mar-2022 and once per year afterwards. | Fully integrated environmental team of skilled personnel providing due environmental performance in three newly formed companies | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Annual evaluation, monitoring and reporting of progress on environmental and social issues, especially regarding the compliance of the Program activities with the environmental legislation and regulations | Environmental and Social Systems |  | BT | Other | 30-Apr-2022 and once per year afterwards | Annual evaluation, monitoring and reporting of progress on environmental and social issues, especially regarding the compliance of the Program activities with the extant environmental legislation and regulations | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | MOHSP or the designated agency will carry out analysis of poverty impacts of planned annual tariff increases and estimate the fiscal cost of protection through TSA and adjustments required to lifeline tariffs | Environmental and Social Systems |  | Ministry of Health and Social Protection | Other | By 30-Apr-2022 for tariff increase effective from 2022 and not later than July of each year starting from 2022 | The results of poverty impact analysis and estimates of the fiscal cost of ensuring that there is no net increase in the poverty rate due to electricity tariff increases are annually reviewed and adopted by the Government when finalizing the budget | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | TSA rolled out nationally and the refined design of TSA incorporates a mechanism to mitigate the impact of increasing electricity prices, including corresponding budget allocation | Environmental and Social Systems |  | MOHSP and MOF | Due Date | 31-Oct-2022 | Refined design of TSA incorporates a mechanism to mitigate the impact of increasing electricity prices, including corresponding budget allocation | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Development of a lifeline tariff mechanism to mitigate the impact of increasing electricity prices on the poor and vulnerable | Environmental and Social Systems |  | BT, MEWR, and AMC | Due Date | 29-Apr-2022 | Lifeline tariff mechanism was developed | No Change |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Implementation of a lifeline tariff mechanism for residential consumers | Environmental and Social Systems |  | BT, MEWR, and AMC | Other | September 30, 2022 and onwards | Lifeline tariff mechanism is implemented considering technical constraints | No Change | | | | | | | |

**Note to Task Teams:** End of system generated content, document is editable from here. **Please remove this note before finalizing the document.**

|  |
| --- |
| **ANNEX 6: DETAILED IMPLEMENTAION PROGRESS** |

1. The following summarizes the overall progress and key issues of the project implementation as of December 31, 2021. BT achieved the following DLRs as of December 31, 2021. DLR 2.1: By June 30, 2020, the Recipient converts into equity ownership of BT the outstanding principal amounts and interest payable by BT for 10 loans under Group 1 Subsidiary Agreements.

* DLR 2.1: By October 30, 2020, the Recipient converts into equity ownership of BT the outstanding principal amounts and interest payable by BT for ten (10) loans under Group 1 Subsidiary Agreements.
* DLR 2.2: By June 30, 2020, the terms of any new financing received by BT from the MOF are aligned with the terms in the respective legal agreements between the Recipient and the financiers.
* DLR 2.3: By December 31, 2020, the Recipient converts into equity ownership of BT the outstanding principal amounts and interest payable under additional four Group 1 Subsidiary Agreements.
* DLR 2.4: By December 31, 2020, the BT Supervisory Board adopts a formal decision to prohibit BT from receiving new financing from the MOF, unless the terms of such financing are aligned with the terms reflected in the legal documents between the Recipient and the financiers.
* DLR 2.5: DLR 2.5: By December 31, 2020, the terms of any new financing received by BT from the MOF are aligned with the terms in the respective legal documents between the Recipient and the financiers.
* DRL 5.1: By June 30, 2020, at least 1,000 GWh is received by BT.
* DRL 5.2: By December 31, 2020, at least 800 GWh is received by BT.
* DRL 5.3: By June 30, 2021, at least 1,000 GWh is received by BT.
* DRL 5.4: By December 31, 2021, at least 800 GWh is received by BT.
* DRL 5.3:  By June 30, 2021, at least 1,000 GWh is received by BT from Sangtuda-1 power plant.
* DLR 9.1: By December 31, 2020, BT publishes on its website key quarterly operational data and unaudited financial statement for 2019.
* DLR 9.2: By December 31, 2021, BT publishes on its website key quarterly operational data and unaudited financial statement for 2020.

1. Implementation of other DLRs by the targeted deadlines was not possible due to economic and healthcare impacts of COVID-19 (non-availability of key staff at implementing entities), therefore, the Ministry of Finance (MOF) requested (letter No. 5/5-19/05 dated January 5, 2022) more time for achievement of specified DLRs.

**Previous Project Restructurings**

1. **The Project underwent two restructurings since effectiveness.** The restructurings were limited to allowing more time for achievement of some DLRs and also disaggregation of one of the DLRs.
2. **First restructuring dated August 28, 2020**. The restructuring was carried out to allow additional time to the Government for achievement of targets under the following DLRs.

* DLR 2.1: “By June 30, 2020, the Recipient converts into equity ownership of BT the outstanding principal amounts and interest payable by BT for 10 loans under Group 1 Subsidiary Agreements.” The deadline was revised from June 30, 2020, to October 30, 2020.
* DLR 2.2: “By June 30, 2020, the terms of any new financing received by BT from MOF are aligned with the terms in the respective legal agreements between the Recipient and the financiers.” The deadline was revised from June 30, 2020, to October 30, 2020.
* DLR 8.1: “By December 31, 2020, supervisory boards are functional and specialized committees (audit and compensation) are formed at BT generation, transmission and distribution companies, comprising of members of supervisory boards and chaired by independent supervisory board members.” The deadline was revised from December 31, 2020, to March 31, 2021.

1. **Rationale for the first restructuring**. The restructuring was required to allow more time (due to COVID-19 impacts) for achievement of DLRs 2.1 and 2.2 and reflecting properly in BT’s financial statements of the revised terms of financing under Group 1 Subsidiary Agreements. The revision of the deadline for achievement of DLR 8.1 was also justified given slow-down in process for introduction of elements of corporate governance due to unavailability of key people caused by COVID-19.
2. **Second restructuring dated March 5, 2021**. The restructuring was related to DLR 1.1: “By December 31, 2020: (a) at least twelve (12) percent increase of average end-user tariff for BT has been adopted by the Recipient; (b) approval by the Recipient’s government of the Electricity Tariff Paper satisfactory to the Association, with estimated full cost-recovery tariff and tariff adjustment plan to reach full cost-recovery by the end of 2025; and (c) establishment of an adequately staffed Tariff Unit at the Anti-Monopoly Committee (AMC).” The restructuring was requested to: (i) to replace the DLR 1.1 with the following two new DLRs comprised of components of the original DLR 1.1; and (ii) extend the deadline for achievement of revised DLRs.

* **Revised DLR 1.1:** By September 30, 2021,at least twelve (12) percent increase of average end-user tariff for BT has been adopted by the Recipient.
* **New DLR. 1.7:** By June 30, 2021, approval by the Recipient’s government of the Electricity Tariff Paper satisfactory to the Association, with estimated full cost-recovery tariff and tariff adjustment plan to reach full cost-recovery by the end of 2025; and (b) establishment of an adequately staffed Tariff Unit at the Anti-Monopoly Committee (AMC). The Recipient’s request was to specify a deadline of March 31, 2021.

1. **Rationale for the second restructuring**. The restructuring was required to revise the DLR 1.1 and extend the deadline for achievement of the targets considering that: (i) the main building block of this DLR - increase of electricity tariffs in 2020 – was not feasible due to deterioration of economic situation in the country caused by COVID-19; and (ii) development of Electricity Tariff Paper and appointment of key staff in the Tariff Unit of Anti-Monopoly Committee (AMC) were delayed due to COVID-19 impacts.

1. As part of the sector restructuring, all sovereign-guaranteed debts remained on the balance sheet of BT. [↑](#footnote-ref-1)
2. By December 31, 2020: (a) at least twelve (12) percent increase of average end-user tariff for BT has been adopted by the Recipient; (b) approval by the Recipient’s government of the Electricity Tariff Paper satisfactory to the Association, with estimated full cost-recovery tariff and tariff adjustment plan to reach full cost-recovery by the end of 2025; and (c) establishment of an adequately staffed Tariff Unit at the Anti-Monopoly Committee (AMC). [↑](#footnote-ref-2)
3. Appraisal of the parent project. [↑](#footnote-ref-3)
4. At the following year-end exchange rates for 2019 and 2020: US$1=TJS11.3 [↑](#footnote-ref-4)
5. Long-term debt, commercial debt and accumulated payables for electricity. [↑](#footnote-ref-5)
6. Cash deficit is calculated as the difference between cash sales and accrual-based costs related to core business activities: cost of electricity from IPPs; O&M; liabilities related to repayment of outstanding principal amounts of debt; interest costs; overdue payables to IPPs, and taxes. [↑](#footnote-ref-6)
7. Details on previous two restructurings are presented in subsequent section. [↑](#footnote-ref-7)
8. Inclusive of the time required for annual audit of financial statements of BT, SIB, and STB. [↑](#footnote-ref-8)
9. In accordance with applicable internal procedures. [↑](#footnote-ref-9)
10. There were DLIs 4 and 6 to be parallel-financed by AIIB. The financing was not secured by the Government. [↑](#footnote-ref-10)
11. TJS1=US$12.96. [↑](#footnote-ref-11)
12. Годовая консолидированная и/или отдельная финансовая отчетность. [↑](#footnote-ref-12)