

【表紙】

【提出書類】 有価証券報告書

【根拠条文】 金融商品取引法第24条第1項

【提出先】 関東財務局長

【提出日】 2023年6月30日

【会計年度】 自 2022年1月1日 至 2022年12月31日

【発行者の名称】 インドネシア国営電力公社
(Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara)

【代表者の役職氏名】 臨時財務担当エグゼクティブ・バイス・プレジデント
マヤ・ラニ・プスピタ
(Maya Rani Puspita, Caretaker of Executive Vice President of Corporate Finance)

【事務連絡者氏名】 弁護士 山下 淳
弁護士 町田 雄輝
弁護士 森脇 達希

【住所】 東京都千代田区丸の内二丁目7番2号 JPタワー
長島・大野・常松法律事務所

【電話番号】 03-6889-7000

【縦覧に供する場所】 該当事項なし

(注)

1. 別段の記載のない限り、本書において、「発行者」、「当公社」又は「PLN」とはインドネシア国営電力公社（プルサハン・ペルセロアン（ペルセロ）・ピー・ティー・プルサハン・リストリク・ネガラ（Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara））をいい、「インドネシア」又は「共和国」とはインドネシア共和国をいい、「政府」とはインドネシア共和国政府をいう。
2. 別段の記載のない限り、本書において、「ルピア」は共和国の通貨を、「米ドル」はアメリカ合衆国の通貨を、「ユーロ」は欧州共同体設立条約（その後の修正を含む。）に基づき単一通貨を採択する欧州連合の一部加盟国の通貨を、「円」及び「日本円」は日本国の通貨を指す。2023年6月9日現在における株式会社三菱UFJ銀行発表の対顧客直物電信売買相場のルピア（参考相場）及び米ドルの日本円に対する仲値は、100ルピア＝0.94円及び1米ドル＝139.15円であった。
3. PLNの会計年度は、12月31日に終了する。
4. 本書の表の計数が四捨五入されている場合、合計は必ずしも計数の総和と一致しない。

主要な電気関連用語集

以下の説明は、技術的定義ではないものの、本書で使用されている用語の一部を理解するのに役立つ。

設備利用率 設備利用率は、（i）総生産GWhを（ ）メガボルト（MV）容量に年間総時間数を乗じた数値で割ることによって計算される。

発電所	発電機及びそれを駆動するタービン又はその他の機器の総称をいう。
ESC	エネルギー販売契約をいう。
ギガワット（GW）	1,000,000,000ワット（1,000メガワット）をいう。
ギガワット時（GWh）	1ギガワットの電力を1時間供給又は消費する場合の電気量をいう。
設備容量	長期にわたる作動期間において連続的に生産され得る最大の電力をいう。なお、全ての設備は完全に稼働していると想定される。
IPP	独立系発電事業者をいう。
IPP電力供給契約	IPPとのPPA及びESCをいう。
キロメートル回路	送配電媒体が通過する実際の経路の長さをキロメートル単位で測定することにより決定される、収益を生み出す稼働中の回路のキロメートル経路をいう。
キロボルト（kV）	1,000ボルトをいう。
キロワット（kW）	1,000ワットをいう。
キロワット時（kWh）	1キロワットの電力を1時間供給又は消費する場合の電気量をいう。
kVA	キロボルトアンペアをいう。
メガボルトアンペア（MVA）	1,000,000ボルトアンペアをいう。
メガワット（MW）	1,000,000ワット（1,000キロワット）をいう。

メガワット時（MWh）	1メガワットの電力を1時間供給又は消費する場合の電氣量をいう。
PPA	電力購入契約をいう。
SAIDI	システムの信頼度を測る指標である、システム平均停電継続時間指数をいう。
SAIFI	システムの信頼度を測る指標である、システム平均停電頻度指数をいう。
変電所	送配電システムにおける電氣の電圧を切り替え、及び／又は変更させ、又は制御する設備をいう。
VA	ボルトアンペアをいう。
ボルト	水圧に類似した、電氣力の基本単位（ポンド／平方インチ）をいう。
ボルトアンペア	皮相電力の基本単位をいう。
ワット	有効電力の基本単位をいう。
テラワット時（TWh）	1テラワットの電力を1時間供給又は消費する場合の電氣量をいう。

将来予想に関する記述及びそれに伴うリスク

本書には将来予想に関する記述が含まれる。本書に含まれる過去の事実に関する記述以外の全ての記述、とりわけ、インドネシアの経済、財政状況、債務又は見通し及び当公社の事業に関する記述は、将来予想に関する記述を構成する可能性がある。将来予想に関する記述は、一般に、「可能性がある」、「であろう」、「期待する」、「意図する」、「見積る」、「見込む」、「考える」、「引き続き行う」その他同様の表現の使用により識別することができる。当公社は、当公社の将来予想に関する記述に反映されている予想は現時点では合理的であると考えているが、その予想が正しいことを証明する保証はない。具体的には、以下の事項に関する記述には、将来に関する記述が含まれている。

- ・ 当公社の財務状況、事業戦略、予算並びに予測される財務及び営業データ
- ・ 当公社の予想設備投資
- ・ 競争力を維持し続ける当公社の能力
- ・ 将来の事業運営のための計画及び目標
- ・ 将来の売掛金の創出

- ・ 環境法令の遵守及び環境修復

これらの記述には、以下のようなリスク及び不確実性が内在している。

- ・ インドネシアの経済的、社会的及び政治的状況
- ・ 公共サービス義務（以下「PSO」という。）、配当義務、環境規制及び法令遵守コストなどのインドネシアにおける規制負担の増加
- ・ 事故、自然災害及びその他の災害
- ・ 競争的行為又はインフレや為替レートの変動等の経済的要因の結果としての、当公社が消費する主要な商品の市場価格又は需要の変動
- ・ 政府及びその他の政府機関、合併パートナー、当公社株主、共同投資家及びその他の取引相手との関係の変化
- ・ 当公社の規制及び／又は税制環境の変化
- ・ 当公社が事業を行うための契約の条件及び第三者の契約条件に従った履行能力の変化
- ・ 外国為替レートの変動
- ・ 上記及び後記「第二部 発行者情報 - 第3 発行者の概況 - 3 発行者が国際機関又は政府関係機関等である場合 - (4) 業務の概況 - (B) リスク要因」の項目に記載の当公社のリスク並びにその他の未知の要因に対する当公社の管理能力

とりわけ、これらの不確実性やリスクのうちの1つ以上が具現化した場合、実績は、推定、予想又は予測される結果とは大きく異なる可能性がある。具体的には、資本コストが上昇したり、プロジェクトが遅れたり、予想された生産、容量又はパフォーマンスの改善が十分に実現されなかったりする可能性があるが、これらに限られない。当公社は、将来予想に関する記述に反映されている当公社の経営に関する予想は、現在当公社が入手している情報に基づいて合理的であると考えているが、その予想が正しいことを証明する保証はない。したがって、本債券の購入予定者は、将来予想に関する記述に過度に依拠しないように注意を払う必要がある。いずれにせよ、これらの記述はその日付時点においてのみ述べられており、新しい情報や将来の出来事の結果、記述内容が変わろうと、当公社はこれらの記述を更新又は改訂する義務を負うものではない。

第1【募集（売出）債券の状況】

募集

債券の名称	発行年月	券面総額	償還額	会計年度末の 未償還額	上場金融商品取引所名 又は登録認可金融商品 取引業協会名
第1回インドネシア国営電力公社円貨債券（2019）	2019年9月	37億円	37億円	0円	該当なし
第2回インドネシア国営電力公社円貨債券（2019）	2019年9月	185億円	0円	185億円	該当なし
第4回インドネシア国営電力公社円貨債券（2019）	2019年9月	10億円	0円	10億円	該当なし

当会計年度中に、上記の債券の所有者の権利等に重要な影響を与える事実は発生しなかった。

売出

該当なし

第2【外国為替相場の推移】

該当事項なし

第3【発行者の概況】

1【発行者が国である場合】

該当事項なし

2【発行者が地方公共団体である場合】

該当事項なし

3【発行者が国際機関又は政府関係機関等である場合】

（1）【設立】

(A) 設立の目的及び根拠

PLNIは、電力に関する法律（2009年法第30号）（以下「新電力法」という。）第56条に記載される1994年政府規則第23号に基づき、有限責任会社として設立された。PLNIは、インドネシア国有企業法（以下「2003年法第19号」という。）及び新電力法に基づいて運営している。

当社の目的及び目標は定款（以下に定義する。）第3条に以下のとおり規定されている。

1. 当社の目的及び目標は、以下のとおりとする。

電力供給の分野において、公益事業として十分な量及び質の電力を供給する事業を行い、利益を得るとともに、有限責任会社の原則を適用することにより、開発を支援する枠組みにおいて、電気の分野における政府から任命された業務を実行すること。

2. 当社は、上記第一項の目的及び目標を達成するため、以下の事業活動を行うことができる。

a. 現行の法令に従い、送電及び発電、配電、電力供給設備の企画及び建設並びに電力供給設備の発展という事業活動から成る電力供給の分野における業務を行うこと。

- b. 以下の事業活動から成る電力事業支援の分野における事業を行うこと。
 - 1) 発電に関するコンサルティング
 - 2) 発電設備の建設及び設置
 - 3) 電力設備の維持管理
 - 4) 電力供給を支援する技術の開発
- c. 当社は、上記の業務の他に、以下の事業活動を行うことができる。
 - 1) 発電の提供に関する共同事業活動への参加並びに天然資源及びその他のエネルギー資源の利用。この発電には、とりわけ非再生可能エネルギー（とりわけ石炭、天然ガス及び石油）及び再生可能エネルギー（とりわけ水力、地熱、太陽光、風力、バイオマス、バイオ燃料、ハイブリッド及び海水波）、並びに原子力のように、技術の発展に伴い、また、法令の規定に従い、今後開発される可能性があるその他のエネルギー資源によるものがある。
 - 2) 発電、送電、配電及び電力の小売の分野における運営業務及び給電指令の提供を遂行すること。
 - 3) 発電の分野及び電気関連のその他の設備の分野におけるハードウェア及びソフトウェアの産業活動を行うこと。
 - 4) 発電、財務、人的資源、研究及び開発に関連して利用可能な開発、電気通信及び情報の分野において、その事業分野又は当社の事業を支えるために必要とみなされるその他の分野に準拠し、現行の法令に従って合併事業、収益分配協力、経営契約又はその他の形態のいずれかの形で、本国又は外国において、その他の事業体及びその他の関係者又は発電事業の役員会と協力関係を構築すること。
 - 5) 現行の法令に従い、エンジニアリング・サービスのコンサルティング、建設、教育及び訓練、発電エンジニアリングの研究及び開発並びにその他のサービスを含む、発電の分野に関する事業を行うこと。

(B) 法的地位及び特権

法的地位

PLNは、インドネシアの国営電力会社であり、国営企業省が代表する政府による100%国有企業である。当社は、2017年5月17日付2017年居住者証明書第401.27.1BU.1/31.74.07.1001/071.562/e号に基づく、2018年8月3日付事業登録番号第8120003820135号に基づき登録された、インドネシア共和国12160南ジャカルタ市クバヨラン・バル、トルノジョヨ通りブロックM-I、135号に登録事務所を有する、インドネシアの南ジャカルタに所在する有限責任会社であり、国営電力会社（プルサハン・ウムム・リストリク・ネガラ（*Perusahaan Umum Listrik Negara*））に関する1972年政府規則第18号に基づき、業務を行っている。

PLNは1994年7月に有限責任会社（プルサハン・ベルセロアン（ベルセロ）（*Perusahaan Perseroan*（*Persero*）））として設立された。

2003年、PSOを遂行するよう任命された国有企業に対し、任命された事項が実行可能でない場合にその費用の全額及び予想される収益との差損を政府が補助することを規定する2003年法第19号が制定された。

2009年9月、政府は新電力法を公布した。新電力法の制定以前は、インドネシアの電力供給は国家の責任であり、政府の指示の下に当社によって行われていた。当社は、電力事業権限保持者（*Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan*）（以下「PKUK」という。）としての地位を保有し、この地位の下で総合電力供給会社として運営していた。新電力法では、当社はPKUKとしては認められておらず、電力供給事業免許（*Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik*）（以下「IUPTL」という。）を取得したもののみなされている。2011年9月30日、当社は、インドネシア全域において事業を行う総合供給電力会社として、2016年9月27日にエネルギー・鉱物資源大臣（以下「MEMR」という。）から委任された投資調整庁（以下「BKPM」という。）の長官が認めた延長により、2046年まで有効なIUPTLを取得した。

特権

ツー・ステップ・ローン

これは、国際復興開発銀行（以下「IBRD」又は「世界銀行」という。）、アジア開発銀行（以下「ADB」という。）、ドイツ復興金融公庫（以下「KfW」という。）、国際協力銀行（以下「JBIC」という。）及び独立行政法人国際協力機構（以下「JICA」という。）などの事業体から政府に対する海外融資であり、同額が当公社のプロジェクトへの融資として提供されるものである。政府が主たる債務者となっているこれらの融資は、無担保である。2022年12月31日現在の当公社のツー・ステップ・ローン残高は33,225十億ルピア（2,131百万米ドル）である。

設備投資への融資

政府投資センターのPT プルサハン・リストリク・ネガラ（ペルセロ）に対するソフト・ローン提供に係る任務に関する2011年大統領規則第9号に基づき、政府は、一定の条件の下で、変圧器の調達及び交換、送配電線の強化及び設置並びにその他の投資プロジェクトに起因する、当公社が直面する資金不足を埋め合わせるため、当公社に対して7,500十億ルピアの融資を行うことが求められる。当該融資は、2010年度の歳入及び歳出の国家予算に関する2009年法第47号（その後の2010年法第2号による変更を含む。）に基づき決定された、2010年度の歳入及び歳出の国家予算から提供された。2022年12月31日現在、当該機関から貸し出された金額は7,500十億ルピアであった。当該融資は、変圧器の調達及び交換、送配電線の強化及び設置並びにその他の設備投資に充てられている。当該融資は、2015年度の歳入及び歳出の国家予算に関する2015年法第3号及び2015年政府規則第95号に基づき、2015年12月23日付でPT サラナ・マルチ・インフラストラクチャー（ペルセロ）（PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero)）（以下「SMI」という。）に承継されている。

事業実行可能性保証

電力インフラの加速化した発展における政府保証付与の実施要領に関する2016年財務省規則第130/PMK.08号（その後の2019年財務省規則第135号/PMK.08号による変更を含む。）に従い、政府は、当公社及び関連するIPPが締結したPPAに基づく、当公社のIPPに対する金銭債務の実現可能性を確保するという当該IPPの利益のために、事業実行可能性保証書を提供することを要求される。これには、（ ）電力を購入した際の支払義務及び／又は（ ）電力以外を購入した際の支払義務が含まれる。電力以外の購入義務には、政治的リスク又は是正できないその他の事象（是正不可能な事象）が発生した場合に、関連PPAに定める公式に基づいた購入価格で当公社がプロジェクトを購入する義務を負う、PPAに基づく当公社の支払義務が含まれている。

事業実行可能性保証書は、電力インフラ開発の調達を行う前に、当公社が財務大臣に提出した申請書に基づいて付与される。

補助金

2003年、国有企業に係る2003年法第19号が導入された。これにより、国有企業が公益事業を行うよう政府から明確に任命され、かつ、当該任命が財政的に実行可能でない場合、政府は、その費用の全額を補償しなければならない。

政府から受け取る補助金には政府の裁量があるものの、電力購入費、燃料及び潤滑油費（燃料油、天然ガス、地熱、石炭及び潤滑油など）、維持管理費（資材のためなど）、人件費、管理費、固定事業資産の減価償却費並びに資金調達費（当公社の事業のために当公社により発行された債券の元本や利息を含む。）が賄われる。当公社の電気通信子会社やエンジニアリング・サービス子会社の運営費など、発電に関連しない費用については、政府補助金を受けていない。PT プルサハン・リストリク・ネガラ（ペルセロ）の電力販売価格に関する2016年MEMR規則第28号（その後の2020年MEMR規則第3号による直近の変更を含む。）に従い、政府は13種類の需要家に対して料金調整制度を適用した。しかし、当該料金調整制度は、2017年の国家予算で計画された売上高全体の65.0%に相当する12種類の需要家に対してのみ実施されていた。一部の家庭用料金の需要家の料金単価が当公社の生産コストを下回っているため、当公社の生産コストとこれらの料金単価との差額を補填するために、政府は当公社に電力補助金を支払い、設備投資関連の借入金の財務費用に充当するため、電力コストに7.0%上乗せして設定されたPS0マージンを支払う。補助金の仕組みは、2019年財務大臣令第174/PMK.02号に規定されている。

2022年6月27日、2022年大統領規則第98号及び2022年度国家収支予算の内容に関する2021年大統領規則第104号の改正の公布により、政府は電力補助金を56.5兆ルピアから59.6兆ルピアに引き上げた。一方、電力補償金はゼロから41兆ルピアに増加した。

2021年10月27日、政府は、2022年度国家収支予算に関する2021年法第6号及び2022年度国家収支予算の内容に関する2021年大統領規則第104号の施行規則の公布により、政府による電気補助金の割当を56.1兆ルピアとすることを決定した。

2022年12月31日に終了した年度に、政府により承認された補助金総額は59.6兆ルピアであった。2021年12月31日に終了した年度に、当社は政府の電力補助金から49,796十億ルピアの収入を得た。2021年度中、当社は46,155十億ルピアの補助金の支払を受けた。

2020年及び2021年12月31日に終了した年度中、当社は家庭用需要家、商業用料金の需要家及び工業用料金の需要家の料金の割引並びに最低免除額、費用及び加入料に関連して10,962十億ルピア及び13,136十億ルピアのCOVID-19に係る促進給付金を受領した。2021年12月31日現在の料金割引促進給付金関連の政府に対する債権は、133十億ルピアであった。

規制機関としての政府

政府は、MEMRを通じてインドネシアにおける発電、送電及び配電を規制している。特に、電気料金や補助金等に関する政府の政策は、当社の競争上の地位、事業運営及び財務状況に重大な影響を及ぼす可能性がある。

規制の枠組み及び政府との関係

当社は政府による100%国有企業である。当社のコミサリス（監査役）及び取締役は、当社の株主によって任命され、国営企業省によって代表される。以下に挙げる政府機関は、以下の監督上の役割を担っている。

- ・ インドネシア議会（以下「議会」という。）は国家予算を審査し、承認する。この予算には、当社に支払われる補助金が含まれる。政府は、当社の電気料金について議会と協議を行う。
- ・ 国営企業省は、補助金の額を含む当社の年間予算、長期投資及び1年を超える資金調達計画を株主総会で承認する。
- ・ 財務省は当社の財務を監視し、国外融資、助成金、補助金を当社に提供する。財務省及び国家開発企画庁（以下「BAPPENAS」という。）は、政府予算の一部を構成する投資プロジェクトを承認する。
- ・ MEMRは当社の主要な規制機関であり、当社の電気料金案を作成する。電気料金は、その後、議会と協議の上、インドネシア大統領によって決定される。MEMRは、IPPからの電力販売及びIPPとの電力調達方法に関する許可、政策及び規制を発行し、国家電力総合計画を策定する。
- ・ BAPPENASは、当社の国家投資政策を策定し、政府予算の一部を構成する国外融資、助成金及び投資プロジェクトを承認する責任を負う。BAPPENASは、政府予算により資金調達されるよう当社が提案した電力プロジェクトを審査し、承認する。
- ・ 環境省は、環境関連法の遵守状況を監視する。

(C) 設立年月日

当社は、1994年7月に、有限責任会社（プルサハン・ペルセロアン（ペルセロ））として設立された。

設立の法的根拠

1. 1945年10月27日付の1945年政府規則第1号SDに従い、電力・ガス局（*Jawatan Listrik dan Gas*）として設立された。
2. 1961年政府規則第67号に従い、国有企業（プルサハン・ネガラ）に変更され、最終国有電気事業者と呼称されるようになった。
3. 1965年政府規則第19号に従い、国有電気事業者として設立された。
4. 1972年6月3日付1972年政府規則第18号に従い、国有電気事業者であると承認された。
5. 公証人である *Sutjipto* の面前で作成された1994年7月30日付の証書第169号に従い、プルムPLN（*Perum PLN*）はPT PLN（ペルセロ）の名義で有限責任会社に変更された。

(D) 歴史

インドネシアの電力事業は、数社のオランダ企業がインドネシアにおいて発電機を設置した1800年代末に始まった。これらの電力企業は、後に公益企業NV.NIGMを結成した。1945年8月のインドネシア独立後、政府がこれらの電力会社の支配権を握った。1945年10月27日、スカルノ大統領は電力・ガス局を設立し、総発電容量は157.5MWであった。

1961年1月1日、電力・ガス局は、電気、ガス及びコークス（石炭由来の燃料の一種）に注力するバダン・ピンピナン・ウムム・プルサハン・リストリク・ネガラ（*Badan Pimpinan Umum Perusahaan Listrik Negara*）（以下「BPU-PLN」という。）に転換された。

1965年5月13日、BPU-PLNは、電気エネルギーについてはプルサハン・リストリク・ネガラ（PLN）（*Perusahaan Listrik Negara (PLN)*）、天然ガスについてはPT プルサハン・ガス・ネガラTbk（*PT Perusahaan Gas Negara Tbk*）の2つの会社に分割された。当時のPLNの総発電容量は300MWであった。

1972年、政府は当公社の法的地位を国家電力会社（プルサハン・リストリク・ネガラ）から国営電力会社（プルサハン・ウムム・リストリク・ネガラ（PLN））へと変更した。1985年には、1985年電力法第15号（以下「旧電力法」という。）が制定され、これにより当公社は、インドネシアにおいて電力供給事業を独占的に管理することができるようになった。

1990年、1990年政府規則第17号（その後の1994年政府規則第23号による変更を含む。）により、政府はブルムPLNをインドネシアの発電事業全体の独占的管理者に任命した。

1989年、政府は電力供給事業を民間部門に開放した。この方針に基づき、1994年7月に当公社は法的地位をプルサハン・ウムム（*Perusahaan Umum*）から有限責任国有企業（プルサハン・ペルセロアン（ペルセロ））に変更した。

1998年、アジア金融危機を受け、当公社は、IPPとのPPAに係る債務再編交渉を開始し、2003年に一部償却、一部現金支払及び買掛金の長期借入金への転換という再編を完了した。当該再編の一環として、当公社はPPAの主要な条件及び期間について再交渉した。2001年には、一部の政府劣後ローンの再編を完了した。

2003年、PSOを遂行するよう任命された国有企業に対し、任命された事項が実行可能でない場合にその費用の全額及び予想される収益との差損を政府が補助することを規定する2003年法第19号が制定された。

2006年、政府は、PT PLN（ペルセロ）の石炭利用発電発展の加速化に係る任命に関する2006年大統領規則第71号（その後の2014年大統領規則第193号による直近の変更を含む。）（以下「2014年大統領規則第193号」という。）に基づき、第1次電源開発促進プログラムを導入し、これにより当公社は42の石炭火力発電所の建設を義務付けられた。

2009年9月23日、政府は新電力法を公布した。新電力法の制定以前は、インドネシアの電力供給は国家の責任であり、政府の指示の下に当公社によって行われていた。当公社は、政府からPKUKとしての地位を付与され、この地位の下で総合電力供給会社として運営していた。新電力法では、当公社はPKUKとしては認められておらず、IUPTLを取得したものとみなされている。2011年9月30日、当公社は、インドネシア全域において事業を行う総合電力供給会社として、2016年9月27日にMEMRから委任されたBKPMの長官が認めた延長により、2046年まで有効なIUPTLを取得した。

2010年、政府は第2次電源開発促進プログラムを導入したが、これは、PT PLN（ペルセロ）のエネルギー、石炭及びガス利用発電発展の加速化に係る任命に関する2010年大統領規則第4号（その後の2014年大統領規則第194号による直近の変更を含む。）（以下「2014年大統領規則第194号」という。）並びに再生可能エネルギー、石炭及びガス燃料発電所及び関連送電設備の前倒しされたプロジェクトリストに関する2010年MEMR規則第15号（その後の2014年MEMR第40号による直近の変更を含む。）による補足を含む。これにより当公社は、5つの地熱発電所、4つの水力発電所、6つの石炭火力発電所及び1つの天然ガス火力発電所並びに関連する送電線の建設を義務付けられた。

2015年、政府は国家戦略開発プログラム、すなわち35,000MWプログラムを開始した。当該プログラムは、2015-2019年国家中期開発計画の文書において承認され、電力インフラ開発の加速に関する2016年大統領規則第4号（その後の2017年大統領規則第14号による変更を含む。）（以下「2017年大統領規則第14号」という。）が、当該プログラムを実施するために発行された。当公社は、35,000MWプログラムをIPPスキームにより民間セクターとともに実施する任務を負っている。2019年2月には、2019-2028年電力供給事業計画（以下「RUPTL」という。）に基づき、政府は当該プログラムに基づく目標完了日及び目標発電容量を、2019年末までに5,500MW、2028年末までに35,000MWに調整した。当公社は、調整後の目標完了日及び目標発電容量に従い、35,000MWプログラムのための計画を再調整した。

(E) 日本との関係

設立に関して日本との関係はない。

(2) 【資本構成】

2022年12月31日現在の当会社の株主の状況は以下のとおりである。

株主	株式数	%
インドネシア共和国	145,536,096	100
合計	145,536,096	100

2022年8月、2022年大統領規則第27号に従って、インドネシア政府はPLNに対して、同社の流動性を助けるため、国家による資本参加の形で5兆ルピア（336.47百万米ドル）を注入した。

資産及び負債の状況

当会社の2022年12月31日現在の資本構成は以下のとおりである。

	実績	
	2022年12月31日現在	
	(監査済)	
	ルピア	米ドル ⁽⁴⁾
	(単位:十億ルピア及び百万米ドル)	
長期債務⁽¹⁾		
一年以内返済の長期債務⁽¹⁾		
担保付債務 ⁽²⁾	4,448	285
無担保債務	37,793	2,424
一年以内返済の長期債務 ⁽¹⁾ 合計	42,241	2,709
長期債務 ⁽¹⁾ - 一年以内返済債務控除後		
担保付債務 ⁽²⁾	8,414	540
無担保債務	359,006	23,025
長期債務⁽¹⁾ - 満期純額	367,420	23,565
債務合計⁽¹⁾	409,661	26,274
資本		
資本金	145,536	9,334
発行手続における政府による株式引受	5,000	321
払込剰余金	35	2
非支配株主との取引に係る価値の差	-2	0
利益剰余金 ⁽³⁾	164,095	10,524
その他の包括利益	675,695	43,336
非支配持分	1,092	70
資本合計	991,451	63,587
総資本	1,401,112	89,861

(注)

(1) 負債とは、ツー・ステップ・ローン、政府借入金、リース負債、購入電力費未払金、銀行借入金、債券などの全ての有利子負債を指す。

- (2) 担保付債務は、当社のリース負債及びKIK-EBA（資産担保証券）から成る。
- (3) 利益剰余金とは、処分済利益剰余金及び未処分利益剰余金の合計である。
- (4) 便宜上、2022年12月31日現在のルピア金額は、1米ドル＝15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

2020年6月30日、当社は、元本総額1.5十億米ドルのグローバル・ミディアム・ターム・ノートを利率3.00%（10年満期）及び4.00%（30年満期）の2つのトランシェに分割して発行した。

2020年9月8日、当社は、元本総額1.5兆ルピアの一括登録地方債を利率6.70%（5年満期）、7.25%（7年満期）、7.90%（10年満期）、8.65%（15年満期）及び8.86%（20年満期）の5つのトランシェに分割して発行した。2020年9月8日、当社は元本総額376.5十億ルピアの一括登録スーク・イジャラを利率6.70%（5年満期）、7.25%（7年満期）、7.90%（10年満期）、8.65%（15年満期）及び8.86%（20年満期）の5つのトランシェに分割して発行した。

2020年12月4日に、当社は、マンディリ銀行（Bank Mandiri）の調整による満期日を2030年9月23日とし、JIBOR 6か月＋3.39423%のマージンが付された8.8兆ルピアのシンジケート投資クレジット・ファシリティ、シャリーア・インドネシア銀行（Bank Syariah Indonesia）の調整による満期日を2030年9月23日とし、JIBOR 6か月＋3.39423%のマージンが付された1.2兆ルピアのシンジケート投資クレジット・ファシリティ、満期日を2025年12月4日とし、JIBOR 3か月＋2.74%のマージンが付された2兆ルピアのCIMBニアガ銀行（Bank CIMB Niaga）のバイラテラル投資クレジット・ファシリティを取得した。

2020年12月8日、ADBから600百万米ドルの「東部インドネシアにおける持続可能なエネルギーへのアクセス - 送電開発プログラム・フェーズ2（ADB KMP-カリマンタン、マルク及びパプア）」のためのクレジット・ファシリティ（満期日は2040年10月15日で、LIBOR 6か月＋0.50%のマージンが付されている。）を取得し、また、KfWから255百万ユーロの「東部インドネシアにおける持続可能なエネルギーへのアクセス - スラウェシ及びヌサ・トゥンガラ送電開発プログラム（KfW SNT）」のためのクレジット・ファシリティ（満期日は2036年5月15日で、EURIBOR＋0.47%のマージンが付されている。）を取得した。

2020年12月22日、当社は、MIGAが支援し、バンクDBSインドネシアが調整した500百万米ドルのシンジケート・ターム・ローン・ファシリティを取得した。満期日は2025年12月23日で、オンショア・ファシリティはLIBOR 6か月又は3か月＋0.84%のマージン、オフショア・ファシリティはLIBOR 6か月又は3か月＋0.74%のマージンが付されている。

また、当社は、2020年3月31日から2020年12月31日までに、8.2十億ルピア、3.9百万ユーロ及び330百万円からなる6つのツー・ステップ・ローン、146十億ルピアの1件の政府借入金、303十億ルピアの2件の地方債、並びに26百万米ドル、30兆ルピア及び589千ユーロ（26百万米ドル及び30兆ルピアの任意の期限前返済を含み、リボルビング・ローンの返済を除く）からなる9件の銀行借入金の返済を完了した。

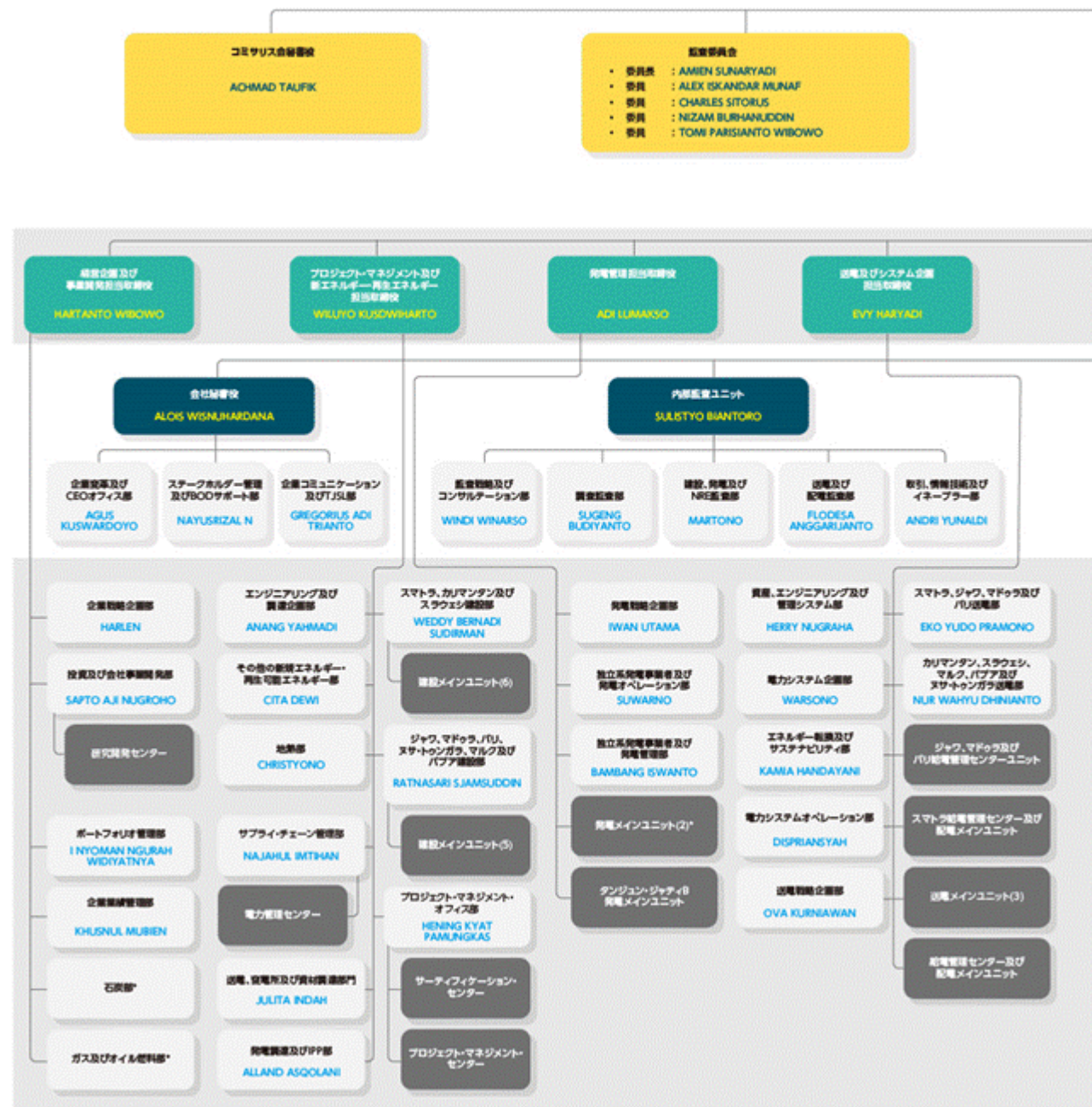
2021年9月30日以降、当社は、（ ）石炭に関連しない発電プロジェクトに関する設備投資及びその他の一般的な事業目的の資金調達のための500百万米ドルのタームローン・ファシリティ、並びに（ ）運転資金並びに/又は直接的及び/若しくは間接的な輸出プロジェクト及び/若しくは輸出業者向けプロジェクトに関連するその他の目的のための2兆ルピアの運転資金及び短期金融市場ファシリティ等、複数の新たなローン契約を締結した。本書日現在、当社は、これらの長期借入金の下で500百万米ドルを引き出した。

また、2021年9月30日以降、当社は2021年11月に満期を迎えた1十億米ドルの社債を全額償還し、2021年12月に7兆ルピア、12兆ルピア、349.46百万米ドル及び175百万米ドルの4件の銀行借入金を全額前払いした。2022年12月には、9.9兆ルピア、4.3兆ルピア及び8.5兆ルピアの銀行借入金を全額返済した。また、当社は、第1次電源開発促進プログラムに関連する合計1.62十億米ドルの銀行借入金、並びに25.96百万豪ドル、3.2十億円及び18.2百万英ポンドの3件のツー・ステップ・ローンを全額返済した。2022年12月、当社は合計4.96兆ルピアの9つのルピア建て債券及び3.7十億円の日本円建て債券を全額返済した。

上記の他に資本及び負債の部に重要な変動はなかった。

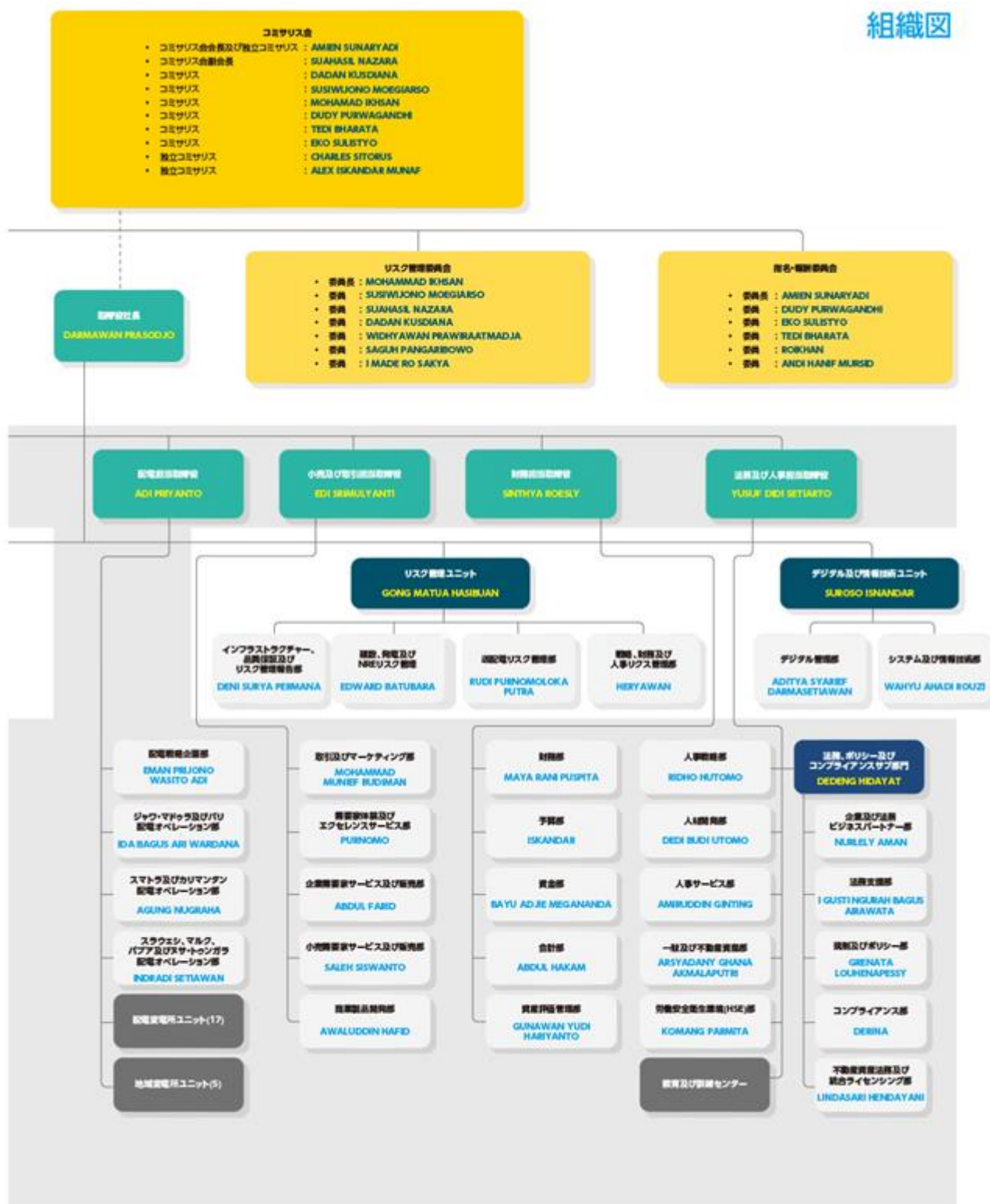
(3) 【組織】

2022年12月31日現在の組織図



* PLNホールディング及びサブホールディングの法的な最終段階の実施に係る株主総会決議に関連して2023年1月1日以降に有効に解散した。

組織図



株主総会

株主総会は、定款及び現行の法令に定める範囲内で、コミサリス会（監査役会）又は取締役会には与えられていない権限を持つ会社組織である。当該権限には、取締役及びコミサリスの任命及び解任、取締役間の経営責任及び権限の割当て、コミサリス会及び取締役会に対して当公社の経営についての説明責任を持たせること、持分の変更、定款の変更、収益の活用計画の立案、当公社の合併、連結、買収及び解散並びに子会社の設立が含まれる。PT PLN（ペルセロ）において、国営企業大臣は、政府が当公社の全ての株式を保有しているため、株主総会として機能する。国営企業大臣は、個人又は法人に対して株主総会において同大臣を代理する権限（復代理人の選任権を含む。）を付与することができる。

コミサリス会及び取締役会

当公社は、インドネシア法に基づき、コミサリス会及び取締役会を設置している。これらは別々のものであり、これらの両方には構成員として所属できない。

コミサリス会及び取締役会の各構成員の権利及び義務は、当公社の定款及び株主総会の決議によって規定されている。定款に従い、取締役会は1名以上の取締役で構成されなければならない、そのうち1名が取締役社長に選定される。取締役社長は、取締役会においてその行為が承認された場合、当公社のために、また、当公社を代理して行為する権利を有する。コミサリス会は、1名以上のコミサリスで構成されなければならない、そのうちの1名がコミサリス会会長に任命される。

コミサリス会

コミサリス会の主な機能は、取締役会の当公社運営方針を監督し、取締役会に助言をすることである。

コミサリス会のメンバーは、株主が提案した候補者の中から株主総会で選任され、解任される。当該選任は、株主総会を拘束するものとする。当公社のコミサリス会は10名で構成され、その内3名は独立コミサリスである。発行会社又は公開会社の取締役会及びコミサリス会に関するインドネシア金融サービス庁規則2014年第33号の求めに従い、当公社は独立コミサリスをあと一名指名する。

コミサリス会のメンバーに指名される人物は、法的に適格性を有し、指名前の5年間に以下に該当しないことを要する。

- a) 破産宣告を受けていること、
- b) 当公社又は公開会社が破産宣告を受けた場合、その責任を有する取締役会メンバー、コミサリス会メンバー及び監査委員会のメンバーであること、又は
- c) 国の財政に害を与える及び／若しくは金融セクターに関連する犯罪を起こしたことにより罰を受けたこと

上記要件に加え、当該人物は、法令に基づきその他の機関が定めた要件を遵守しなければならない。

本書日現在のコミサリス会のメンバーは、以下のとおりである。

氏名	地位	年齢	就任年
アミエン・スナリアディ (Amien Sunaryadi)	コミサリス会会長及び独立コミサリス	63	2019
スアハシル・ナザラ (Suahasil Nazara)	コミサリス会副会長	52	2019
モハメド・イクハサン (Mohamad Ikhsan)	コミサリス	58	2019
ダダン・クスディアナ (Dadan Kusdiana)	コミサリス	54	2022
デュディ・プルワガンディ (Dudy Purwagandhi)	コミサリス	52	2020
エコ・スリスト (Eko Sulisty)	コミサリス	55	2020
テディ・パハラタ (Tedi Bharata)	コミサリス	63	2022

スシウィジョノ・モエギアルソ (Susiwijono Moegiarso)	コミサリス	53	2021
チャールズ・シトルス (Charles Sitorus)	独立コミサリス	57	2022
アレックス・イスカンダル・ムナフ (Alex Iskandar Munaf)	独立コミサリス	62	2021

コミサリス会の任期

国有企業に関する2003年法第19号第28条第3項に従い、コミサリス会のメンバーの任期は5年間であるが、必要と認められる場合には任期満了までの間いつでもコミサリスを交代させることができる株主総会の権利に相応の注意を払いつつ、再任されることがある。

コミサリス会の義務及び責任

コミサリス会の義務、責任及び権限は、有限責任会社に関する法律、定款、良好なコーポレート・ガバナンス（GCG）のためのガイドライン及びコミサリス会規則に従うものとし、以下を含む。

コミサリス会の義務及び責任は、以下のとおりである。

1. 取締役会による当公社の経営を監督すること並びに当公社の発展計画、業務及び予算計画並びに定款の規定、株主総会決議及び現行の法令の実行に関して取締役会へ助言をすること。
2. 定款、株主総会決議及び現行の法令に従い、義務、権限及び責任を遂行すること。
3. 株主の利益を考慮し、株主総会に対して説明責任を負った上で、当公社の利益を実現すること。
4. 取締役会が作成した年次報告書を審査及び検討し、各報告書へ署名すること。
5. 当公社に取締役が全くいない場合に、取締役会の運営義務及び責任を引き継ぐこと。
6. 取締役会に利益相反が生じた場合に、当公社を代理すること。
7. 株主総会により決定される当公社の外部監査人の選任を主催すること。

コミサリス会の権限

コミサリス会は、監督義務を遂行するにあたり、以下の権限を与えられている。

1. 集合的又は個別的に、常時以下の権限を与えられている。
 - ・ 当公社が使用又は所有する建物、庭及び区域へ立ち入ること。
 - ・ 帳簿、証拠、書類、棚卸資産を調査し、検証及びその他の目的のために資金繰りを調査し、証券を調査し、かつ、取締役会が講じた措置を承認すること。
2. コミサリス会の監督業務を補佐する委員会を設置すること又は専門家を任命すること。
3. 取締役会が説明しなければならない事項について、取締役会に説明を求めること。
4. 取締役会が実行した、実行している及び実行する予定の「方針及び行動」に関する情報を取得すること。
5. 取締役会の承認により、取締役及び／又は当公社のその他の役員にコミサリス会への出席を促すこと。
6. 取締役会に出席し、審議事項について意見を述べること。
7. コミサリス会の秘書役を選任すること。
8. 1人以上の取締役会構成員を一時解任すること。
9. 法令、定款及び／又は株主総会決議に反しない限り、監督権限を行使すること。

コミサリス会下の委員会のパフォーマンス評価

コミサリス会は、その職務を執行するにあたり、コミサリス会の下に置かれた委員会、すなわち、監査委員会、リスク管理委員会、指名・報酬委員会の補佐を受けている。コミサリス会は、その傘下の委員会が、当公社の営業的及び戦略的側面の監督においてその職務及び責任を適切に遂行したと考えている。

監査委員会

2022年、監査委員会は以下の職務を実施した：

- ・ コミサリス会は、監査委員会が2022年に適切にその職務と責任を遂行したと考えている。委員会憲章の規定に従って、監査委員会は、2022年に、公認会計士事務所（KAP）の選任過程の見直しを行い、KAPの業務の進捗と最終成果を精査し、内部監査部門（SPI）の業務を監督し、四半期ごとに経営陣による報告書を精査し、これに対する意見を提出した。
- ・ 2022年の監査委員会の適切な業務遂行は、39回の社内業務会議の開催又は監査委員会のKPIに従って業務プログラムを遂行したこと等によって評価することができる。また監査委員会は、KPIの業務プログラムに従って、コミサリス会との会議に28回出席し、ユニット／子会社を14回視察した。

リスク管理委員会

コミサリス会は、リスク管理委員会が2022年に適切にその職務と責任を遂行したと考えている。委員会憲章の規定に従って、リスク管理委員会は、リスク管理業務及び当公社の内部統制の審査を含む職務を遂行し、責任を果たした。さらに、リスク管理委員会は、取締役会の要請に応じて、コミサリス会の提言又は承認を得るため29件の審査を行った。

KPI委員会の業務プログラムに従って、リスク管理委員会は当公社の計画を精査し、これに対して意見し、多数の戦略的業務プログラムを実施し、かつ職務の実施に関する四半期報告書をコミサリス会に提出した。

指名・報酬委員会

コミサリス会は、指名・報酬委員会が2022年に適切にその職務と責任を遂行したと考えている。指名・報酬委員会は、組織及び人事管理の有効性の監督、取締役会の実績評価、人事管理及び開発の監督、当公社コミサリス会及び取締役会の報酬方針の精査を含む、委員会の業務プログラムの全てを実施した。

2022年に指名・報酬委員会は、その職務遂行の一環として、組織計画の変更案を精査し、PLNホールディングス及びサブホールディングスの設立に関して、サブホールディングス／子会社に対してPLNの代表を推薦した。委員会はまた、これに関連して当公社の組織及び業務手続の変更に関する承認申請を精査し、サブホールディングス／子会社の取締役会及びコミサリス会の役員の選任案を精査した。

取締役会の方針の承継

将来の経営幹部を育成するため、当公社は人材育成プログラムを実施している。人材プールに属している幹部候補者は、経営、事業開発戦略、戦略計画評価における能力向上及びその他これらに類する事項を主題とする一連の研修プログラムに参加する。リーダーを引き継ぐ際、当公社は、特別委員会が実施し、コミサリス会が指名・報酬委員会を通して促進する選考過程を通じて、社員を候補者として提案する。内部候補者選考の結果は、適正試験を受けるべく、国営企業省に提出される。

取締役会の承継に係る規定は、以下のとおりである。

1. 株主総会で選任された取締役候補者は、株主に提案された社員とする。
2. 取締役の任命は、国営企業省又は国営企業省によって任命された第三者が、取締役候補者に適正試験を実施することにより行われる。
3. 取締役会の構成は、常に当公社のニーズ及び発展に応じて調整され、効果的で、適切かつ迅速な意思決定を可能にするものとする。
4. 取締役候補者は、株主総会の承認を得ない限り、その他の国有企業／地域企業／民間企業／その他民間企業の取締役若しくはコミサリス又はその他の民間企業若しくは国有企業におけるその他の役職を兼任してはならない。

本書日現在の取締役会のメンバーは、以下のとおりである。

氏名	オフィス／事業部	年齢	就任年
----	----------	----	-----

ダルマワン・プラソジョ (Darmawan Prasodjo)	取締役社長	52	2021
シンシア・ロズリー (Sinthya Roesly)	財務担当取締役	53	2019
ユスフ・ディディ・セチアルト (Yusuf Didi Setiarto)	法務及び人事担当取締役	48	2021
エヴィ・ハルヤディ (Evy Haryadi)	送電及びシステム企画担当取締役	53	2021
エディ・スリムリヤンティ (Edi Srimulyanti)	小売及び取引担当取締役	57	2022
ハルタント・ウィボウォ (Hartanto Wibowo)	経営企画及び事業開発担当取締役	47	2022
ウィルヨ・クスウィハルト (Wiluyo Kusdwiarto)	プロジェクト・マネジメント及び新エネルギー・再生 可能エネルギー担当取締役	51	2022
アディ・ルマクソ (Adi Lumakso)	発電管理担当取締役	53	2021
アディ・プリヤント (Adi Priyanto)	配電担当取締役	56	2021

取締役会の在職期間

国有企業に関する2003年法第19号第45条第5項に従い、取締役会メンバーの任期は5年間であるが、任期満了までの間いつでも取締役を交代させることができる株主総会の権利に相応の注意を払いつつ、さらに1期再任されることがある。

取締役会の義務、責任及び権限

取締役の義務、責任及び権限は、有限責任会社法、定款及び取締役会規則に従うものとし、以下を含む。

1. 当公社を主導し、管理する際の裁量を確立すること。
2. 適用法令及び株主総会決議に基づき、当社の従業員の給与、年金、老後保障及びその他収入の決定を含む、従業員の雇用に関する規定の取り決めを行うこと。
3. 当社の就業規則及び適用法令に基づき、当社の従業員を任命及び解任すること。
4. 取締役会が、裁判所内外において当社を代表する権限を、任命を受けた取締役会の1人若しくは複数のメンバー、当社の1人若しくは複数の従業員（個別に若しくは共同で）又はその他の個人若しくは団体に譲渡する際の取り決め。
5. 現行の法令に基づき、定款に定められ、株主総会によって採択された規定に従って、経営及び所有の両方に関するその他の行為を行うこと。

取締役会は、その主要な任務を遂行するにあたり、以下の事項を義務付けられている。

1. 意図、目的及び事業活動に従い、当社の事業及び活動を遂行するよう取り組み、それを確保すること。
2. 当社の事業及び活動の遂行に関するその他の計画を含む、企業発展計画、事業計画及び年度予算を適時に作成し、コミサリス会に、また、株主総会の承認を得るために株主に提出すること。
3. 当社の会計帳簿及び管理を、現行の会社規則に従って実施し、維持すること。
4. 財務会計基準に準拠し、特に処理、記録、保管及び監督の機能についての内部統制の原則に基づいた会計システムを開発すること。
5. 株主総会に対して説明責任を果たし、年次計算を含む年次報告書の形で、状況及び当社の事業に関する全ての情報を提供すること。
6. 株主が要求する度、適用規定及びその他の報告書に従った手順及び時期に、定期的な報告を行うこと。
7. 当社の組織構成につき、職務内容を含めて詳細に作成すること。

8. 法令に基づき、株主総会で承認された財政状況計算書及び損益計算書をインドネシア共和国法務人権大臣のために作成すること。
9. 定款に記載された規定及び法令に従って株主総会で承認された規定に基づくその他の義務を履行すること。

報酬

コミサリス及び取締役への報酬の支払は、定時株主総会で決定される。2022年のコミサリス及び取締役の給与の合計は、372.9十億ルピア（25.1百万米ドル）であった。

従業員

2022年12月31日現在、当公社グループの従業員数は約51,477名である。そのうち、当公社の従業員数は約42,151名であり、子会社の従業員数は約9,326名である。

当公社は、正社員だけでなく、外部委託先の労働者にも依存している。とりわけ、プルサハン・ペニエディア・ジャサ・テナガ・ケルジャ（*Perusahaan Penyedia Jasa Tenaga Kerja*）、PT ハレヨラ・パワーインド（*PT Haleyora Powerindo*）及びPT ラクサナ・セジャーテラ（*PT Laksana Sejahtera*）との労務契約を通じて、外部委託先の労働者を雇用している。外部委託先の従業員は、それぞれの雇用主と契約を締結する。外部委託先の従業員の賃金及び手当並びに雇用条件及び労使紛争解決の仕組みは、当該雇用主が決定する。

2022年12月31日現在、約42,151名の従業員が労働組合員であり、セリカト・ペケルジャ PT PLN（ベルセロ）（*Serikat Pekerja PT PLN (Persero)*）に加入している。当公社は組合との関係は良好であると考えている。

（４）【業務の概況】

（A）当公社事業

当公社は、インドネシアの国営電力会社であり、国営企業省が代表する政府による100%国有企業である。当公社は、発電所の建設、発電、送電、配電及び電力の小売など、インドネシアにおける公共の電力及び電力インフラの大半を提供している。当公社は、インドネシア最大の発電事業者であり、2022年12月31日現在の発電容量は約46,078MW（IPP電力供給契約を締結したIPPの発電容量を除く。）で、これはインドネシアの総発電設備容量69,040MWの65%以上を占め、需要家の数は約85.6百万である。2022年12月31日現在、当公社は燃料油火力発電所、天然ガス火力発電所、石炭火力発電所、地熱発電所及び水力発電所を含む、インドネシアにおける6の発電設備から成る6,314の発電所を所有及び運営している。また、当公社は、発電所を所有する民間企業であるIPPによりインドネシアにおいて発電された電力のほとんどを買い取っている。当公社は、2022年12月31日現在、インドネシアで操業するIPPとの間の総契約容量は22,962MWである。

2022年12月31日現在、当公社の総発電導入ポートフォリオ（IPPの発電設備を含む。）の地域別及び発電形態別の内訳は以下のとおりである。

幅広い発電ネットワーク

PLNは、インドネシアの総発電導入容量69,040MWの66.7%を占める発電容量を有している。



注記: 2022年12月31日現在のデータ

インドネシアの電力見通し

電力需要の増加は、インドネシアの1人当たり消費量及び供給率が比較的低く、アジアで最も低い水準にあることが原因である。2021-2030年RUPTLによれば、2021年から2030年にかけて、電力需要は年率4.9%の成長が見込まれている。2021-2030年RUPTLによれば、2021年から2030年までの間の主な発電所開発は新エネルギー・再生可能エネルギープロジェクトに関するものである。

インドネシアの2022-2030年エネルギー需要予測

	2022年	2024年	2026年	2028年	2030年
エネルギー需要	(TWh)				
インドネシア	265.8	295.1	326.6	357.3	389.6
ジャワ、マドゥラ及びバリ	187.4	203.9	222.1	239.7	258.7
スマトラ	43.7	50.5	57.5	64.3	71.5
カリマンタン	13.1	15.7	18.6	21.4	23.8
スラウェシ	13.9	15.8	17.7	19.6	21.8
マルク、パプア及びヌサ・トゥンガラ	7.7	9.2	10.8	12.2	13.8
供給率	(%)				
インドネシア	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
ジャワ、マドゥラ及びバリ	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
スマトラ	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
カリマンタン	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
スラウェシ	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
マルク、パプア及びヌサ・トゥンガラ	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

出所: 2021-2030年電力供給事業計画 (RUPTL)、PLN

以下の表は、アジアの一部の国における供給率を示したものである。

	供給率 (%)
シンガポール	100.0
ブルネイ	100.0
中国	100.0
マレーシア	100.0
タイ	100.0
スリランカ	100.0
ベトナム	100.0
モンゴル	98.1
フィリピン	96.8
インドネシア	99.63
インド	99.0
パキスタン	75.4

出所：世界開発指標-2020年時点の電力へのアクセス（人口比）、2023年6月にアクセス。
エネルギー鉱物資源省

以下の表は、アジアの一部の国における1人当たり電力消費量を示したものである。

	1人当たり 電力消費量 (MWh/人)
韓国	10.9
シンガポール	8.9
日本	7.4
香港	6.4
中国	5.2
マレーシア	4.8
タイ	2.7
ベトナム	2.6
インドネシア	1.17
インド	0.9
フィリピン	0.8
パキスタン	0.6

出所：エコノミスト・インテリジェンス・ユニット（以下「EIU」という。）のデータに基づく計算（2022年12月現在）
エネルギー鉱物資源省

さらに、主として製造業を基盤とする経済を有する国は、サービスを経済基盤とする国に比べて、電力消費量が多い傾向があり、したがって、国内総生産（以下「GDP」という。）1米ドル当たりの発電容量はより多くなる。インドネシア経済が相対的に製造業に重点を置いており、また相対的に見て発展段階にあることを考えると、インドネシアは電力業界において大きな成長の可能性を秘めていると考えられる。

以下の表は、アジアの一部の国の設備容量を示したものである。

	設備容量 (GW)
中国	2,131
インド	436

日本	351
韓国	136
インドネシア	81.2
タイ	50
ベトナム	67
マレーシア	36
パキスタン	39
フィリピン	25
シンガポール	14
香港	12

出所：EIU（2022年12月現在）
エネルギー鉱物資源省

以下の表は、アジアの一部の国の電力総消費量を示したものである。

	電力 消費量 (TWh)
中国	7,370
インド	1,260
日本	945
韓国	558
インドネシア	273.76
タイ	191
ベトナム	255
マレーシア	155
パキスタン	123
フィリピン	90
シンガポール	51
香港	48

出所：EIU（2022年12月現在）

発電網

当社は、インドネシアで最も人口の多い地域である、ジャワ・バリ、北スマトラ、南スマトラ、西カリマンタン、中央カリマンタン、東カリマンタン、北スラウェシ、南スラウェシの8つの主要な送電網を運営している。インドネシアの総人口の約57.5%（約158.6百万人）がジャワ島及びバリ島に居住しており、当該2島は当社の2022年の総需要家消費電力の約71%を占めている。2022年12月31日現在、当社は約68,206kmの送電線及び約1,033,662kmの配電線を管理している。

当社の電気料金は、政府により定められ、PTプルサハン・リストリク・ネガラ（ペルセロ）の電力販売料金に関する2016年MEMR規則第28号（その後の2020年MEMR第3号による直近の変更を含む。）で規定されている電気料金単価に基づいている。

当会社が需要家に課すことのできる料金には、（１）基本料金、（２）変動エネルギー料金、（３）最低料金及び（４）特別サービス料金の4種類がある。

政府が定めた料金は、しばらくの間、当社の生産コストを下回る水準に電力料金が設定されている特定の家庭用料金の需要家に対して、当社が販売する電力の生産コストを賄うには不十分であった。しかしながら、当社は雇用創出法第120条により変更された2003年法第19号の意義の範囲内においてPSOを遂行しているため、PSOが商業的に実行可能でない場合、政府は、当社が販売する電力の生産コストと、政府が設定した料金に基づいて当社が徴収を認められている電気料金の予想マージンを含む、PSOの実行により当社が負担す

る費用を全て補償する義務を負っている。かかる補償の仕組みは、2019年財務大臣規則174/PMK.02号に規定されている。また、当公社は、監査委員会の監査結果に基づき、商業的に不採算な業務について政府に補償を請求することができる。かかる補償の仕組みは、2021年財務大臣規則第159号/PMK.02号に規定されている。

燃料油への依存度を低下させるため、2006年大統領規則第71号（その後の2014年大統領規則第193号による直近の変更を含む。）に基づき、政府は第1次電源開発促進プログラムを導入した。当該プログラムは当初、ジャワ・バリにおける6,900MWの総発電容量を有する10の発電所及びジャワ・バリ外における2,022MWの総発電容量を有する30の発電所を含む、40の石炭火力発電所をインドネシアに建設することを当公社に義務付けるものだった。その後、第1次電源開発促進プログラムは直近で2014年大統領規則第193号により変更され、これにより当該義務は、ジャワ・バリにおける7,490MWの総発電容量を有する10の発電所、ジャワ・バリ外における2,485MWの総発電容量を有する32の発電所を含む、42拠点に増加された。当初義務付けられていた42拠点のうち、2拠点は1拠点到集約され、3拠点は敷地の状況や設計、調達及び建設（以下「EPC」という。）業者の問題点により中止され、4拠点は将来の開発のために留保され、その結果、第1次電源開発促進プログラムの下では、33拠点において9,897MWの発電容量の開発に取り組んでいる。

2022年12月31日現在、計画されている33拠点の発電所のうち、30拠点の発電所の建設が完了し、稼働中の総発電容量9,722MWは、総計画発電容量9,897MWの約98.2%に相当する。総発電容量の約1.7%（175MW）に相当するその他3拠点の発電所が今後数年の間に稼働を開始すると予想している。第1次電源開発促進プログラムに基づいて建設される予定の発電所の約98.2%が竣工した。

その後、2010年大統領規則第4号（その後の2014年大統領規則第194号による直近の変更を含む。）に従い、政府は、上記の第1次電源開発促進プログラムの完了によってもたらされる電力を超える、インドネシアの増加する電力需要を満たすために、第2次電源開発促進プログラムの第二段階において、再生可能エネルギー、ガス及び石炭火力発電所の5,995MWを調達することを当公社に義務付けた。第1次電源開発促進プログラムと同様に、2014年大統領規則第194号は、許可及び環境文書の取得、土地取得並びに送電線の取得及び補償のための承認プロセスの迅速化を支援することを目的としている。IPPが約10,599MWのエネルギー調達の提供を義務付けられているため、第2次電源開発促進プログラムにおいて、民間部門が電力開発に参加するよう呼びかけられている。最新の2021-2030年RUPTLは、第2次電源開発促進プログラムの総発電容量を10,384MWに改訂し、そのうち当公社は2,773MWの開発を担当し、IPPは7,611MWの開発を担当している。

2022年12月31日現在、第2次電源開発促進プログラムに基づく総計画発電容量10,384MWのうち、25の第2次電源開発促進プログラム（IPPを含む。）が稼働しており、4,605MW（総計画発電容量10,384MWの44.34%）が進行段階にあり、5,779MW（総計画発電容量10,384MWの55.65%）が企画及び調達段階にあった。当公社は、指定されたロケーションにおける残りの発電所に関連するEPC契約について様々な計画及び交渉段階にある。政府は、正式に第2次電源開発プログラムの完了年度を当初の2014年から2030年に延期した。電源開発プログラムにより発電所が開発される可能性が高い。これは燃料油への依存及び政府の補助金負担を減らし、インドネシアにおいて増加する電力需要を満たすためである。

当公社の収益合計、利益及び調整後EBITDAは、2021年12月31日に終了した年度においては、それぞれ368,174十億ルピア（24,876百万米ドル）、13,174十億ルピア（890百万米ドル）及び89,170十億ルピア（6,025百万米ドル）であり、2022年12月31日に終了した年度においては、それぞれ441,131十億ルピア（29,806百万米ドル）、14,414十億ルピア（973百万米ドル）及び84,740十億ルピア（5,725百万米ドル）であった。当公社の2022年の送配電量は、2021年の257,634GWhから6.26%増加して273,760GWhとなった。2022年12月31日に終了した年度の当公社のSAIDIは需要家1人当たり年間7.72時間となり、SAIFIは需要家1人当たり年間5.62回の停電となった。

当公社の事務所はインドネシア共和国南ジャカルタ市クバヨラン・バル、トルノジョヨ通りブロックM-I、135号にある。

最近の動向

COVID-19の世界的流行

当公社は、COVID-19の世界的流行による当公社の事業への重大な影響はなかったと考えている。当公社は、健康に関するプロトコルを遵守しながら、電気を供給するために通常どおり稼働し、対応し続けている。COVID-19の世界的流行の電力販売への影響を考慮して、2021-2030年RUPTLで使用された需要増加の見積もりは、年平均4.9%と予想され、2019-2028年RUPTLにおいて予想された年平均6.4%よりも低かった。政府は、政府の「国家経済回復プログラム」に基づく、電気料金救済対策の一環として、450VAの需要家に無料で電気を提供し、一部の900VAの需要家（以下「適格需要家」という。）の電気料金を割り引くことを決定した。また当公社の2022年の収益は、電力需要の増加、さらにその結果として、特に事業及び産業部門における需要家に対する販売電力量が増加したことにより、2021年と比較して増加した。この増加は、COVID-19のパンデミックの影響によるインドネシアの景気回復に沿ったものである。

- a. この対策に関する当公社の収益の最新情報は、以下のとおりである。
適格需要家からの収益は12.3兆ルピアに達した。この数値は、2021年5月10日付の2020年度の2021年第01/PD TT-Subsidi Listrik/PJ/05号の電気補助金及び電気料金調整の計算に関する監査議事録に基づきインドネシアの国家会計検査院（以下「BPK」という。）によって監査された。
- b. 上記12.3兆ルピアのうち、当公社は政府から11.4兆ルピアに上る収入を得た。2020年12月31日現在、対策に関連する政府に対する債権は819十億ルピアに達した。
- c. 2021年、当公社は上記のとおりCOVID-19対策に関して総額10,258十億ルピアの収入を得た。2021年12月31日現在、当公社は同じ項目に関連してCOVID-19対策に係る支払として10,143十億ルピアを受領した。

当公社の2021年の収益は、電力需要の増加に伴い、特にビジネス及び工業部門の当公社の需要家向け販売電力量が増加したことにより、2020年と比較して増加した。この増加は、COVID-19の世界的流行の影響からのインドネシア経済の回復と一致している。また、2021年第1四半期及び第3四半期には、インドネシアにおけるCOVID-19の感染者数も低下傾向に転じ、その後、経済活動、特に電力需要にも影響を与えた。

事業の強み

当公社は、インドネシアの経済及び電力部門の発展に不可欠な戦略的機能を担っている。政府は、2025年以降の経済成長率を6.7%とする目標を設定し、かかる成長を支援し、電力供給率100%を達成するため、当公社に対し、35,000MWプログラムの実施を義務付けている。当公社の主要な事業の強みは、以下の点にあると考えている。

政府との強固な関係

当公社は、国営企業省が代表する政府による100%国有企業である。当公社は、インドネシアにおける電力の安定供給の確保という目的の一環として、政府が当公社の財務健全性に責任を負うと考えている。政府の支援の一環として、政府は、当公社が負担した費用及び政府が決定した一定の電気料金に対して予想されるPSOマージンの超過分を補填するための補助金を当公社に提供する。電力補助金は国家予算に含まれており、当公社は2003年法第19号（雇用創出法第120条による変更を含む。）の意義の範囲内においてPSOを遂行していることから、政府は、当公社が需要家に電力を提供するために負担する全ての費用（当公社の予想マージンを含む。）を補償する義務を負っている。また、政府は、政府の当公社支援の一環として、国家戦略計画の加速化に係る2016年大統領規則第3号（その後の2020年大統領規則第109号による変更を含む。）及び電力インフラの開発の加速化に係る2016年大統領規則第4号（その後の2017年大統領規則第14号による変更を含む。）を公布した。

2022年8月10日、政府は、PLNに対するインドネシア政府による5兆ルピアの追加資本注入を決定した2022年政府規則第27号を発行した。この資本注入は、既に2022年10月に当公社に対し実施されている。

急速に成長するインドネシアの電力市場における独占的な電力供給者

当公社は、成長するインドネシアの電力市場において、独占的な電力供給者である。規則により、当公社はインドネシアにおける唯一の送配電事業者であり、2022年12月31日現在、当公社はインドネシアにおける総発電設備容量の66.7%以上を管理している。2020年、2021年及び2022年12月31日現在の当公社の発電設備容量（IPPの発電設備容量を除く。）は、それぞれ45,616MW、45,831MW及び46,078MWであった。また、当公社はインドネシアの様々な地域に亘って大きな存在感を示している。

また、当公社は、インドネシアの電力需要は同国の経済成長と密接に関連しており、長期的には、インドネシアの電力需要は今後も拡大していくと考えている。インドネシアの実質GDPは、2020年から2021年にかけて3.7%増加し、2021年から2022年にかけて5.31%増加した。2021年及び2022年のGDPの増加はインドネシア経済の回復及びCOVID-19の感染者数の低下傾向によるものであった。しかしながら、EIU2020によれば、インドネシアは、マレーシア、タイ又はベトナムなどのその他アジア新興国に比べて、1人当たりの電力消費量（1人当たり1.0MWh）及び1人当たりの発電容量が大幅に低いことから、当公社は、長期的に見て、電力部門の成長に大きな可能性があると考えている。このため、政府は、2021年の拡大計画報告書である、2021年9月28日に公表された2021-2030年RUPTLにおいて、今後10年間で年率4.9%以上の電力需要の伸びを見込んでおり、2021年から2030年の間に行われる予定の主な発電所開発は新エネルギー・再生可能エネルギープロジェクトに関するものである。

経営の効率化及びコスト削減への注力

当社はここ数年、経営の効率化及びコスト削減に注力してきた。当社の送配電損失は、2020年は9.2%、2021年は8.6%及び2022年は8.7%と比較的横ばいで推移した。新たな前払システム及びオンライン支払技術の導入及び実施により、当社は需要家からの徴収の仕組みを改善した。また、路上での違法な照明利用及びエネルギー消費管理対策を実施し、電力網の損失率を低減することで、電力網の信頼性を向上させた。当社は、燃料の限界費用及び当社の営業費用を削減するためにエネルギー構成を多様化させ、引き続き燃料油への依存度を低下させていく。

経験豊富な取締役会、コミサリス会及び経営陣

当社の取締役会メンバーの大半は、電力分野で25年以上の経験を有している。当社は、当社の経営陣は補完的な知識や技能を備えており、地域の電力市場についてよく理解していると考えている。当社のコミサリス会のメンバーは評判が高く、国営企業省によって任命されており、そのうちの数名は政府と強い関係を持っている。

安定的な財務特性

当社は、金融費用金利に対する調整後EBITDA、資本合計に対する相対的に控えめな借入金総額及び連結財政状態計算書に基づき、安定的な財務特性を有していると考えている。2020年12月31日に終了した年度における金融費用に対する調整後EBITDA（非GAAP）の倍率は3.2倍であり、資本合計に対する借入金総額（非GAAP）は48%であった。2021年12月31日に終了した年度における金融費用に対する調整後EBITDA（非GAAP）の倍率は4.4倍であり、資本合計に対する借入金総額（非GAAP）は42.7%であった。2022年12月31日に終了した年度における金融費用に対する調整後EBITDA（非GAAP）の倍率は4.8倍であり、資本合計に対する借入金総額（非GAAP）の比率は41.3%であった。

加えて、2020年から2022年の間に、調整後EBITDA（非GAAP）は、2020年12月31日に終了した年度の86,690十億ルピア（5,560百万米ドル）から、2021年12月31日に終了した年度の87,965十億ルピア（5,641.68百万米ドル）へと増加し、また2022年12月31日に終了した年度の84,740十億ルピア（5,435百万米ドル）へと減少した。直近のこの調整EBITDA（非GAAP）の増加は、当社が管理費用に対する経営陣の取り組みに係る営業コストの効率化を行ったこと及び収益の増加によるものである。調整後EBITDAを調整後収益で除した調整後EBITDAマージン（非GAAP）は、2020年12月31日に終了した年度の19.65%から2021年12月31日に終了した年度の25.58%に増加し、2022年12月31日に終了した年度の19.21%に減少した。

調整後EBITDAとは、期中の減価償却費、償却費及び数理計算上の従業員給付費用 - 支払純額を営業利益に加えたものである。本書に記載されている調整後EBITDA及び調整後EBITDAマージンは、インドネシアで一般に公正妥当と認められる会計原則（以下「インドネシアGAAP」という。）/インドネシア財務会計基準（以下「IFAS」という。）によって要求されておらず、また、これらに準拠して表示されていない、当社の業績及び流動性に関する補足指標である。

戦略

以下は、当社の戦略目標である。

35,000MWプログラムの成功裏の実施

35,000MWプログラムは、インドネシアの電力需要を満たし、経済成長を刺激する電化インフラの開発を加速させる目的で公布された2016年大統領規則第4号（その後の2017年大統領規則第14号による変更を含む。）に基づき、インドネシア全土に発電所、送電設備及び変電所を建設するためのPLNと様々なIPPとの共同プログラムである。スマトラでは76の発電所、210の送電設備、398の変電所が建設される予定である。カリマンタンでは、40の発電所、68の送電設備、115の変電所が建設される予定である。スラウェシ及びヌサ・トゥンガラでは、83の発電所、90の送電設備、165の変電所が建設される予定である。ジャワとバリでは、49の発電所、349の送電設備、672の変電所が建設される予定である。マルク及びパプアでは、43の発電所、15の送電設備、25の変電所が建設される予定である。当社は、計画中の発電所の24.8%、送電設備の93.0%及び変電所の95.0%を建設する責任を有している。

発電所建設では、PLNが所有するプロジェクトにEPCスキームを活用する予定である。当社は、EPCスキーム及び潜在的なフルターンキー契約スキーム（現地PLNへの納入品に基づいて計算された出来高払いでEPC業者への支払が行われ、又はプロジェクト管理コンサルタントの活用及び各プロジェクトの優先順位と性質に応じて異なるリスク配分を導入する。）の活用により企画、資金調達、土地の取得及び発電所の操業に関連するコスト及び活動に責任を負う。変電所及び送電設備の建設では、EPCスキームを用いた委託業者の指名により実

施する。民間請負業者が建設、資金調達及び送電設備の運営を行い、PLNが合意した期間にわたり、費用を払うBOT方式は、リスクを最小限に抑えるために利用される。

2022年12月31日現在、35,000MWプログラムの建設の約46.8%が完了しており（主にスラウェシ、カリマンタン、ジャワ、マドゥラ及びバリ地域）、36.2%が建設中（主にジャワ、マドゥラ、バリ及びスマトラ）、1.5%が建設予定（主にスマトラ、ジャワ、バリ、スラウェシ及びヌサ・トゥンガラ）、1.6%は依然として入札過程にあり（主にカリマンタン、マルク、パプア、ヌサ・トゥンガラ及びスラウェシ）、13.9%は依然として計画中である（主にカリマンタン、スラウェシ、マルク、パプア、ヌサ・トゥンガラ）。当公社が単独で責任を負う10,570MWのうち、44%が完了、28%が建設中、4%が依然として入札過程にあり、24%が依然として計画中である。

2021年9月に、政府は、予想を下回る電力需要に対応するため、35,000MWプログラムの完了日を当初の計画より11年遅れである2030年までとした。35,000MWプログラムの実施に必要な投資を考慮し、当公社は、健全な金融比率を維持するための資本構成を強化しつつ、資本市場又は金融機関からの資金調達を目指す。

電源開発促進プログラムの実施の成功

2006年大統領規則第71号（その後の2014年大統領規則第193号による直近の変更を含む。）に従い、政府は当公社に第1次電源開発促進プログラムを通じてインドネシアにおける石炭火力発電容量の開発を加速させることを命じた。

加えて、2010年大統領規則第4号（その後の2014年大統領規則第194号による直近の変更を含む。）に基づき、政府は、当公社に第2次電源開発促進プログラムを通じてインドネシアの電力需要の増加に対応するため、再生可能エネルギー、ガス及び石炭火力発電所の17,428MW（後に2021-2030年RUPTLに基づき17,134MWに改訂）（IPPの発電容量を含む。）の調達を命じた。最新2021-2030年RUPTLは、第2次電源開発促進プログラムの総容量を10,412MWに修正した。電源開発促進プログラムでは、燃料油への依存度を低下させ、政府の補助金負担を軽減し、インドネシアの電力需要の増加に対応するため、総発電容量約20,309MWを有する84の発電所の開発が計画されている。

第1次電源開発促進プログラムに関連して、当公社はすでにEPC契約を締結しており、計画されている34箇所のうち33箇所で融資を受けている。残るロケーションについては契約が終了している。第1次電源開発促進プログラムに基づいて建設予定の総計画発電容量の97.9%を占めていた発電所が竣工し、2020年末までに稼働を開始した。第2次電源開発促進プログラムに関連して、第2次電源開発促進プログラムに基づく総計画発電容量10,384MWの約44.3%である総容量4,605MWを有する第2次電源開発促進プログラムの29の発電所（IPPを含む。）の建設を完了した。2022年12月31日現在、当公社は、第2次電源開発促進プログラムに関する9件のEPC契約（IPPを除く。）の当事者となっている。この戦略により、燃料油ベースの生産へのエクスポージャーを減らし、今後数年の需要拡大に対応するために必要な発電容量を増強していく。

新エネルギー・再生可能エネルギーへの転換（ネット・ゼロ2060）

当公社の今後の戦略の主な要素は、新エネルギーと再生可能エネルギー源の割合を23%にし、最終的には2060年までにカーボン・ニュートラルを達成することを目標に、新エネルギーと再生可能エネルギーの割合を増加させることである。

2021-2030年RUPTLでは、国家計画の一環として以下の事項を当公社に求めている：

- (a) 合計40,575MWの予定発電容量を有する発電所の開発。その発電能力は、（ ）新エネルギー・再生可能エネルギー源から20,293MW（51.6%に相当）、及び（ ）化石燃料から19,562MW（48.4%に相当）とすること。
- (b) 2025年末までに、エネルギー全体に占める新エネルギー・再生可能エネルギーの割合を23%とすること。

当公社は、随時更新される2021-2030年RUPTLに合わせて、第2次電源開発促進プログラム及び35,000MWプログラムを実施する責任を引き続き負っている。

また、2021-2030年RUPTLは、既に建設中のPLTU又はファイナンス・クローズ中の石炭火力発電所（PLTU）を除いて、今後、新たなPLTUを計画しないことを決定している。建設中及びファイナンス・クローズ中の新しいPLTUは、約13.8GWの発電容量を有する。

さらに、2060年までにカーボン・ニュートラルを達成するために、当公社は、2030年以降化石燃料ベースの発電所を廃止し、2040年までにその数をさらに減らすよう取り組んでいる。また、当公社は、化石燃料から転換し、持続可能なエネルギー源を拡大することに伴い、従来の蒸気発電所を段階的に廃止することも計画している。また、当公社は、インドネシアにおける電気自動車エコシステムの開発も支援している。

政府からの電力補助金への依存度を下げ、需要家に課す電気料金の引き上げに引き続き取り組む。

政府は、直近では2020年MEMR規則第3号に規定されているとおり、その時々において電気料金を引き上げている。しかし、当公社が需要家に課すことのできる電気料金と、当公社の営業費用との間には大きな差がある。また、一部の需要家には、現在、補助料金で電力を供給している一方、他の需要家の大多数は自動料金調整のメリットを享受することになる。

COVID-19の世界的流行の収束後に経済全体が安定すれば、当公社は、引き続き、市場価格による企業間の電力販売を促進するイニシアチブや、地域毎に電気料金を課すことを通じて、当公社の事業を収益性のあるものとするために、当公社の需要家に課す電気料金の引き上げと、政府からの電力補助金への依存度の低減を目指していく。平均販売単価が電力提供費用を下回っている場合、当公社は引き続き政府に補助金を請求し、投資プログラムを支援するための資金調達を行っていく。

営業費用の削減に注力

営業費用の削減については、以下の施策を実施する予定である。

- ・ 電源開発促進プログラムの一環として、燃料油発電への依存を減らし、石炭発電への依存度を高める。その他の燃料に比べて、インドネシアは石炭の供給量が豊富であり、燃料の供給源としてはかなり安価である。この戦略は、電源開発促進プログラムの一環として費用対効果の高い発電所や送配電施設を新たに開発することにより、既存及び新規の需要家からの需要の増加に対応することを意図している。
- ・ 供給サイドの管理による発電コストの削減。これは、ピーク時に自社燃料油以外の発電設備から余剰容量を購入し、低需要期に特定の発電設備を停止し、週末に特定の燃料油火力発電設備を停止することを含む。
- ・ スマトラ、中央及び東部インドネシアに3つの配送区域を設置し、関連鉱山の立地に応じて石炭を発電所に輸送することで、石炭の配送コストを削減する。発電所用石炭については、スマトラはスマトラ島の鉱山、中央インドネシアはスマトラ及び南カリマンタンの鉱山、また東インドネシアは東及び中央カリマンタンの鉱山における採掘により供給される予定である。
- ・ ガス供給源から発電所までの距離を考慮したガス供給ゾーニング・システムを活用することにより、ガス火力発電所の生産コストの低減を図る。当公社は、現在、インドネシア全土の8つのガス供給ゾーンを、北スマトラ、南スマトラ、西ジャワ(Cilegon、Priok、Muara Karang、Muara Tawar及びJava-1)、東ジャワ(Tambak Lorok-Gresik-Grati)、バリ、西南カリマンタン、東カリマンタン及び東インドネシア(スラウェシ、ヌサ・トゥンガラ及びマルク・パプアから構成される。)をカバーする複数の供給ゾーンにまとめた。当公社のLNGは、現在、Bontang LNG発電所とTangguh LNG発電所から供給されている。LNGからのガス供給は、いくつかのハブターミナル、すなわち、アチェ・ペラワン・ニアスの発電所へのガス供給のためのArun LNGターミナル、Muara Tawar発電所のためのLampung FSRU、Priok-Muarra Karang-Muara Tawar発電所のための西ジャワFSRU、Java-1 IPP発電所のためのJava-1 FSRU、並びに西カリマンタン及びヌサ・トゥンガラへの小規模LNG分配、バリの発電所のためのBali FSRU、コロントラの発電所のためのSulawesi FSRU(PLN子会社によって管理されている。)、並びにスラウェシ、マルク及びパプアに点在している発電所への小規模LNG分配のために計画されているAmbon LNGハブを使用している。当公社の発電所のガス化プロセスを促進するために、政府は、2020年MEMR令第13K/13/MEM号を発行した。これにより、プルトミナはインドネシア中に点在する当公社の発電所52基のガス化のためにLNGインフラストラクチャーを供給し、開発することを求められる。現在、いくつかの発電所の開発に成功している。当公社はペルトミナと共同で、発電所において(軽油代より安い)手頃な費用でガスを得るために、物流調査やインフラ設計業務を行っている。また、東カリマンタン・システムからのガス供給と地方からのガス供給によるタンジュン・パツの当公社の発電所のガス化を目的とした東カリマンタンのタンジュン・パツ・ガス・パイプラインの建設及びオペレーションを完了した。

当公社の事業運営の効率向上に向けた取り組みの導入

当公社の事業運営の効率向上を図るため、さらなる電力網の損失率低下、保全システムの整備、発電効率の向上、在庫回転率/循環の向上及び回収期間の短縮を図るとともに、これらの目標を達成するための運用実績プログラムを実施している。また、等価計画外停止率、設備利用率及び従業員1人当たり需要家数など、その他のいくつかの業務効率化施策の強化も目指していく。加えて、P2APST(収益の一元管理及び監督)システムを活用した電気料金の一元的なオンライン決済を実施することで、キャッシュ・ブローリングによる財務効率の一層の向上を図っていく。

当社の事業

当社は、2022年12月31日現在、約68,206kmの送電線及び約161,367MVAの送電変圧容量、並びに約1,033,662kmの配電線及び約65,439MVAの配電変圧容量を有する送電網を通じて、インドネシアの約85.6百万の需要家に電力を提供している。

当社は、電力消費者を家庭用、商業用、工業用、公共用（主に庁舎、学校及び病院）の4つの料金区分に分類する。以下の表は、各区分における需要家の数を示したものである。

	12月31日に終了した年度		
	2020年	2021年	2022年
家庭用	72,606,681	75,701,985	78,327,897
商業用	4,001,917	4,300,034	4,640,585
工業用	130,722	159,057	179,553
公共用	2,260,713	2,382,904	2,488,163
合計	79,000,033	82,543,980	85,636,198

以下の表は、表示した期間において当社が当社の電力消費者の各区分に送電及び配電した電力の合計を示している。

	12月31日に終了した年度		
	2020年	2021年	2022年
		GWh	
家庭用	112,156	115,370	116,013
商業用	42,819	44,441	50,490
工業用	72,240	80,904	88,395
公共用	16,368	16,919	18,627
合計	243,583	257,634	273,525

環境問題

2009年、インドネシアは自発的に温室効果ガス（以下「GHG」という。）排出量を26%削減し、2020年までには国際的なサポートを得て最大41%まで削減することを約束した。これらの目的を推進するため、インドネシアは、2011年大統領規則第61号及び2011年大統領規則第71号によるGHGインベントリに規定されているGHG排出削減に関する国家行動計画を含む関連法規を公布した。

2015年の国連気候変動会議において、インドネシアは2020年以降のさらに野心的な排出削減目標を設定した。インドネシアは、同国の最新の排出レベル評価に基づき、2030年までにGHG排出量を29%削減することを約束した。クリーンエネルギー源の開発も国家政策である。

エネルギー部門のGHG排出削減目標を達成するため、インドネシアは、国家エネルギー政策に定めるとおり、2025年までに新エネルギー及び再生可能エネルギーからエネルギー使用量の23%以上を調達することを目標とする複合エネルギー利用政策に着手した。電力部門に関しては、インドネシアは、2019-2028年RUPTLに定めるとおり、2025年までに消費されるエネルギーの少なくとも23.0%を新エネルギー及び再生可能エネルギーから調達し、石炭から生産されるエネルギーの比率をエネルギー構成全体の約54.46%に削減することを目指している。これらの政策を支援するため、当社は多数の大規模石炭火力発電所を延期し、2021-2030年RUPTLに基づく新エネルギー及び再生可能エネルギーを燃料とする発電所開発を進めている。

当社の事業は、水質汚染、大気汚染及び騒音公害、並びに有害・毒性廃棄物の管理に関する様々な環境法規の適用を受けている。当社は、全ての重要な点でこれらの環境関連法規を遵守していると考えが、当社の事業活動には環境に関する費用及び負債のリスクが内在しており、今後、この点において重大な費用及び負債が発生しないことを保証するものではない。また、環境関連法規の遵守により、発電所及び送配電システムの拡張及び開発が遅れる可能性がある。

現行の環境規制、特に、雇用創出法第22条により改正された環境保護及び管理に関する2009年法第32号（以下「2009年法第32号」という。）並びに2019年環境省規則第P.38/MENLHK/SETJEN/KUM.1/7号（以下「2019年MOER規則第38号」という。）を無効にした、環境影響評価（*Analisis Mengenai Dampak Lingkungan*）（以下

「AMDAL」という。)の対象となる計画的事業及び/又は活動の種類に関する2021年環境林業省令第4号、環境管理及び環境監視の取組み(*Upaya Pengelolaan Lingkungan Hidup dan Upaya Pemantauan Lingkungan Hidup*) (以下「UKL-UPL」という。)又は環境管理及び監視準備に関するステートメント(*Surat Pernyataan Kesanggupan Pengelolaan dan Pemantauan Lingkungan Hidup*) (以下「SPPL」という。)(以下「2021年MOEF規則第4号」と総称する。)に従い、環境に実質的な影響を与える全ての事業及び/又は活動は、AMDAL又はUKL-UPL若しくはSPPLを受けなければならない。

また、2009年法第32号では、環境ライセンスの取得も義務付けられている。環境ライセンスに関する2012年政府規則第27号(以下「2012年政府規則第27号」という。)に従い、AMDAL(2019年MOEF規則第38号に規定)を受ける義務を負う会社は、「環境許可」(*Izin Lingkungan*)として知られる環境ライセンスの申請も義務付けられている。環境許可は、関連するビジネスライセンスを取得するための前提条件であり、環境許可が取り消された場合には、付与されたビジネスライセンスは取り消される。環境許可の申請、許可及び付与の手順は、2012年政府規則第27号に規定されている。新しい環境法では、かかる法律の施行後1年以内に、全ての既存の環境許認可を環境許可に統合することが求められている。

環境許可に関する2012年政府規則第27号を取り消した、環境保護及び管理の実施に関する新しい2021年政府規則第22号(以下「2021年政府規則第22号」という。)に基づき、環境許可の取得要件が削除された。代わりに、インドネシアの事業体は、環境許認可として機能する、承認済AMDALを取得することのみ求められる。2021年政府規則第22号の経過規定に基づき、2021年政府規則第22号の制定以前に承認された環境ライセンスは引き続き有効である。したがって、当社は、2009年法第32号を遵守しており、AMDAL、RKL及びRPLの申請はスケジュールどおりに提出していることから、環境許可を取得する必要はないと考えている。ただし、2021年政府規則第22号では、発電能力の増強や新たな発電所の建設などの変更を予定している場合には、2021年政府規則第22号に定める手続に従い、既存の環境許認可の修正を申請するよう求められている。

インドネシアの現行の環境規制では、事業や活動が環境の品質基準に違反することは禁止されている。当社は、品質基準の維持に関して、いくつかの政府規則、閣僚規則並びに州及び地方の規則に従う。電力事業部門から排出される可能性のある廃棄物は、水、大気、騒音公害、無害廃棄物及び有害・毒性廃棄物である。当社は、当会社が排出する廃棄物の種類に応じて、監視、予防、管理及び報告の義務を負っている。当会社がこれらの義務に違反した場合、当社は、損害を受けた当事者に損害賠償を支払い、汚染の状態を是正し、及び/又は刑事制裁を受けなければならない。

直接子会社

当会社には13社の直接子会社がある。

- ・ PT インドネシア・パワー (PT Indonesia Power) (以下「IP」という。)及びその子会社

IPは、ジャワ・バリで発電業を行っており、2022年12月31日現在、ジャワ・バリにおける発電容量の約20%(8,954MW)を占めている。また、その他関連事業も行っている。IPは、1995年10月3日に社名をPT PLN PJB Iとして設立され、2000年9月1日にIPの社名に変更した。2022年12月31日現在、当会社はIPの株式99.99%を保有している。

- ・ PT ペムバンゲキタン・ジャワ・バリ (PT Pembangkitan Jawa Bali) (以下「PT PJB」という。)及びその子会社

PT PJBは、ジャワ・バリで発電業を行っており、2022年12月31日現在、ジャワ・バリにおける発電容量の約37%(17,061MW)を占めている。また、その他関連事業も行っている。PT PJBは、1995年10月3日に社名をPT PLN PJB IIとして設立され、2000年9月1日にPT PJBの社名に変更した。2022年12月31日現在、当会社はPT PJBの株式99.99%を保有している。

- ・ PT ベラヤナン・リストラク・ナショナル・バタム (PT Pelayanan Listrik Nasional Batam) (以下「PT PLN Batam」という。)

PT PLN Batamは、バタムで公共向けの発電業及び配電業を行っている。2022年12月31日現在、PT PLN Batamは発電設備39基を16箇所(容量約727MW)に所有している。この子会社は2000年10月3日に設立された。2022年12月31日現在、当会社はPT PLN Batamの株式99.99%を保有している。

- ・ PT インドネシア・コムネッツ・プラス (PT Indonesia Comnets Plus)

PT インドネシア・コムネッツ・プラスは、光ファイバー通信ネットワーク提供業を行い、電力分野及び公共向け用途でのサービス並びに関連事業に対するサービスも提供している。この子会社は2000年10月3日に合法的に設立された。2022年12月31日現在、当会社はPT インドネシア・コムネッツ・プラスの株式99.99%を保有している。

- ・ PT プリマ・ラヤナヌ・ナショナル・エンジニアリング (PT Prima Layanan Nasional Enjiniring) (以下「PT PLNE」という。)

PT PLNEは、電気技術コンサルタント業及び電気技術工事サービスの提供を行っている。この子会社は2002年10月3日に合法的に設立された。2022年12月31日現在、当社はPT PLNEの株式99.90%を保有している。

- ・ PT プラヤナヌ・リストリク・ナショナル・タラカン (PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan) (以下「PT PLN タラカン」という。)

PT PLN タラカンは、2016年12月31日までタラカン (Tarakan) で公共向けの発電及び配電を行っていた。2017年1月1日付で、PT PLN タラカンはその事業をタラカン及び東インドネシアにおける発電所の操業及び保守並びに技術サービスに変更した。2022年12月31日現在、PT PLN タラカンは容量約27MWの発電設備8基を所有している。この子会社は2003年12月15日に合法的に設立された。2022年12月31日現在、当社はPT PLN タラカンの株式99.97%を保有している。

- ・ PT PLN バツバラ (PT PLN Batubara) (以下「PLN バツバラ」という。)

PLN バツバラは、石炭採掘取引業を行っている。この子会社は2008年9月3日に合法的に設立され、当社の発電所に47百万トンを超える石炭を供給しており、うち半分は過去4年の間に供給された。2022年12月31日現在、当社はPLN バツバラの株式99.99%を保有している。

- ・ PT ベンゲンパン・リストリク・ナショナル・ガス・ダン・ジオサーマル (PT PLN Gas & Geothermal) (以下「PT PLN ガス&ジオサーマル」という。)

PT PLN ガス&ジオサーマルは、ガス及び地熱エネルギー関連サービスを中心とした発電関連の操業及び保守サービス業を行うために設立された。2017年7月10日より前の社名はPT PLN ジオサーマルであった。2017年7月10日付で、PT PLN ジオサーマルはその事業範囲にガス中流事業を加えたため、ガス及び地熱発電所プロジェクトを扱う子会社となり、このことから、PT PLN ガス&ジオサーマルの社名に変更した。この子会社は2009年1月28日に設立された。2022年12月31日現在、当社はPT PLN ガス&ジオサーマルの株式99.99%を保有している。

- ・ マジャパヒト・ホールディング B.V. (Majapahit Holding B.V.) (以下「マジャパヒト」という。)

マジャパヒト・ホールディング B.V.は、オランダ、アムステルダムを本拠地とする完全子会社である。マジャパヒト・ホールディング B.V.は、主に金融事業体として機能する特別目的事業体である。この子会社は2006年10月3日に設立された。2022年12月31日現在、当社はマジャパヒト・ホールディング B.V.の株式100%を保有している。

- ・ PT プラヤラン・バッテラ・アディグナ (PT Pelayanan Bahtera Adhiguna) (以下「PT BAG」という。)

PT BAGは、石炭輸送を中心とした海上輸送業を行っている。政府がPT BAGを当公社に譲渡し、当公社は2011年8月12日に合法的にPT BAGの株主となり、2022年12月31日現在、当公社はPT BAGの株式99.99%を保有している。

- ・ PT ハレヨラ・パワー (PT Haleyora Power)

PT ハレヨラ・パワーは、送配電業及び関連サービス業を行っている。この子会社は2011年10月18日に合法的に設立された。2022年12月31日現在、当公社はPT ハレヨラ・パワーの株式99.99%を保有している。

- ・ PT エネルギー・マネジメント・インドネシア (PT Energy Management Indonesia) (PT EMI)

PTEMIは、再生可能エネルギーの開発を行っている。政府は、PT EMIを当公社に譲渡し、当公社は、2021年9月7日に適法にPT EMIの株主となった。2022年12月31日現在、当公社はPT EMIの株式99.99%を保有している。

- ・ PT マンダウ・シプタ・テナガ・ヌサンタラ (PT Mandau Cipta Tenaga Nusantara) (PT MCTN)

PT MCTNは、1998年に設立され、2000年に稼働を開始したノース・デュリ・コジェネレーション (North Duri Cogeneration) (NDC) の発電機資産を有している。PT MCTNは、2021年8月6日にPLNに買収された。PT MCTNは、PLN傘下の新たな子会社として、電力事業の開発、特に石油及びガス部門における課題への対応と電力需要の充足が求められた。2022年12月31日現在、PLNはPT MCTNの株式を95.00%保有している。

1994年以降、政府はIPPに対して、インドネシア国内使用向け発電を行う免許を与えている。この免許により、IPPは一定量のインドネシア国内使用向け発電を行うことができ、IPPと当公社との間で締結されたPPAに基づいて、電力は確実に当公社へ販売されなければならない。2021年12月31日現在、インドネシアの総発電設備容量のうち約29%（18,722MW）がIPPによるものである。

2022年12月31日現在、当公社は111件のIPP電源供給契約を締結している。IPPとの合意は、すでに操業を開始した発電所に関する60件の重要な契約、開発中の50MW以上の供給量を有する発電所に関する26件の契約が含まれる。石炭火力IPPとのPPAはそれぞれ商業的操業開始後約30年間、天然ガスIPPとのPPAはそれぞれ約20年間となっている。当公社は、一定の制約を条件に、これらIPPの多くと合意しており、それぞれの事案において、信頼できる容量（全部で総利用可能MWの約80.0%が見込まれる。）を固定価格（容量料金）で購入し、配送された電気につき、操業、保守及び燃料に係る費用に連動した変動価格（従量料金）で購入することになる。

典型的に、当公社のPPAは、IPPの利益のための限定的な契約解除条項を含んでいる。例えば、当公社による不履行又は政府による不可抗力事由を原因とするものである。

法的手続

当公社は、通常の業務過程に付随する法的手続に関与している。その他の法的手続で当公社が一般的に当事者となっているものは、海洋ケーブルの損傷、事業協力及び土地紛争に関する事案を含んでいる。2022年12月31日現在、当公社が被告となっており、訴訟上の請求が重要であると考えられる事案は以下のとおりである。

ガス及び採鉱プロジェクトに関する事案

ライフ・タイム・エクステンションの取得とPLTGU

2015年、当公社の元従業員の一部が、インドネシア共和国最高裁判所から、それぞれ最低8年最高10年の禁錮及び最低500百万ルピア最高1十億ルピアの罰金の言渡しを受けた。これらの元従業員は、メダン（Medan）、ベラワン（Belawan）のインテグレートッド・ガシフィケーション・コンバインド・サイクル・プラント（Integrated Gasification Combined Cycle Plants）（PLTGU）におけるライフ・タイム・エクステンション（LTE）メジャー・オーバーホールズ・ガス・タービン（Life Time Extension（LTE）Major Overhauls Gas Turbine）の取得に関連する汚職で有罪とされた。

グヌン・メガングの山元発電所での石炭採鉱開拓

2018年3月2日、当公社の子会社であるPT PLNバツバラ（PT PLN Batubara）の元取締役社長及び元取締役が、PT タンスリ・マジド・エナジー（PT Tansri Majid Energy）とのムアラ・エニム（Muara Enim）、グヌン・メガング（Gunung Megang）のメイン・マウス発電所への供給に向けた石炭採鉱開拓に関連する汚職疑惑の調査を受ける被疑者として、南ジャカルタの最高検察庁及び司法長官により、それぞれ逮捕された。2020年3月、最高裁判所は当公社の子会社であるPT PLNバツバラの前取締役社長を有罪とした。しかし、この結果により当公社は何らの影響も受けない。

プリオクでのIPによるPLTGU向けガス燃料供給施設のリース契約

2018年5月、コンソルシウム・キナルヤ・リマン・マルガセタ（Konsorsium Kinarya Liman Margaseta）（以下「KKLM」という。）が、IPを被告相手方、PT ブルサハン・ガス・ネガラTbk及び当公社を共同被告相手方として、インドネシア仲裁委員会（Indonesian National Board of Arbitration）（以下「BANI」という。）への仲裁請求を行った。KKLMは、プリオクでのIPによるPLTGU向けガス燃料供給施設契約のリース終了により、500十億ルピア超に上る重大な損失及び軽微な損失を被ったと主張している。2019年7月、BANIはKKLMに有利な判断を下し、当公社の子会社であるIPに対し、KKLMへの賠償として約172十億ルピアを支払うよう命じた。2019年から2022年の一連の法的手続を経て、両当事者は、2022年9月8日に南ジャカルタ地方裁判所の登録機関において、当公社については第399./Pj/060/IP/2022号、KKLMについては第001/KKLM/IX/2022号の和解合意書に署名することに合意した。IPは、129十億ルピアの和解金を支払った。IPは、2021年に87十億ルピアの引当金をその他費用として損益に計上し、2022年には和解合意のため42十億ルピアの追加費用をその他費用として損益に計上した。上記の和解合意に伴い、KKLMとの事案に係る全ての事件調査が中止された。

PLN/バタム（PLN Batam）とPTエネルギー・リストラク・バタム（PT Energi Listrik Batam）間の電力購入変更契約の実施によるガスの供給

2018年11月、PLNバタムとPTエネルギー・リストラク・バタム（以下「ELB」という。）間の電力購入変更契約の実施に関するガスの供給に係る紛争があった。当該紛争について、ELBはBANIを通じて仲裁訴訟を提起したが、バタム地方裁判所はこれを取り消した。2022年1月25日、ELBはバタム地方裁判所による取消しについて、最高裁判所へ上訴した。2022年7月5日、最高裁判所は、本件についてPLN Batamにより提出された取消請求を棄却し、BANIの仲裁判断を支持した。2023年3月6日、和解合意及び最高裁判所判決第996B/Pdt.Sus.Arbit/2022号の執行により、PLNバタムはELBに対して77十億ルピアの賠償金を支払うことになった。2023年3月31日、PLNバタムによって賠償金の支払いがなされた。

ガス売買契約及びPTスムセル・エネルギー・ゲミラン（PT Sumsel Energi Gemilang）との相互合意

2020年6月24日、当社はインドネシア仲裁委員会（以下「BANI」という。）において、ガス売買契約並びに最低ガス量又はテイク・オア・ペイ（以下「TOP」という。）及び最低ガス分配量又はSOPの支払義務に関する相互合意の実行に係る紛争について、PTスムセル・エネルギー・ゲミラン（以下「SEG」という。）による仲裁申立てを受けた。申立人は、2015年から2019年までのTOP及びSOPに係る31,523,588米ドル（全額）の支払を求めていた。2021年5月3日、BANIは当社が原告に27,021,871米ドル（全額）の賠償金を支払わなければならないとの決定を下した。2021年6月22日、当社は南ジャカルタ地方裁判所にBANI仲裁判断の取消を求める申立書を提出した。2021年10月11日、南ジャカルタ地方裁判所は当社が提訴した登録番号第555/Pdt.Sus-Arbit/2021/PN.Jkt.Sel号の訴訟について、2021年5月3日付の仲裁判断第43037/VI/ARB-BANI/2020号を取り消す判決を下した。2021年10月21日、SEGは最高裁判所に南ジャカルタ地方裁判所の判決の取消を求めて上訴した。2022年4月14日、最高裁判所は、本件についてBANIの裁定額を13,510,935米ドル（全額）、すなわち210十億ルピアに減額する判決を下し、裁判所に取消請求が登録されてから10年以内であれば分割で支払うことができるとした。当社は、2022年に、連結損益にその他費用として210十億ルピアの引当金を計上した。

KJGとのパイプライン契約によるガス輸送

2018年8月、PTカリマンタン・ジャワ・ガス（PT Kalimantan Jawa Gas）（以下「KJG」という。）が、PCムリア Ltd.（PC Muriah Ltd.）（以下「PCML」という。）及び当社を相手方として、国際商業会議所（以下「ICC」という。）への仲裁請求を行った。KJGは、KJGの請求書から当社が控除した金額の返金を要求し、会議所に、PCML又は当社が2016年のシップ・オア・ペイ合計8.9百万米ドルに裁定前後の利息を加えた金額、2017年のシップ・オア・ペイ合計20.6百万米ドルに裁定前後の利息を加えた金額、2018年のシップ・オア・ペイ合計47.0百万米ドルに裁定前後の利息を加えた金額、及び2019年のシップ・オア・ペイ合計68.10百万米ドルに裁定前後の利息を加えた金額について責任を負っていることを認めるよう求めた。合意済みのシップ・オア・ペイ合計の計算方法は、ケボダン（Kepodang）のパイプライン契約（当社、KJG及びPCMLの間で締結。）に基づき、ムリア沖で実施されたスマランのタンバク・ロロク（Tambak Lorok）発電所へのガス輸送に関連している。当初、シップ・オア・ペイのメカニズムは、ガスが輸送されなかった場合でもKJGが投資費用を回収することを確実にするために実施されており、輸送されたガスの量が契約で定められた量を満たさなかった場合でも、ガス輸送の料金の支払を当社及びPCMLがKJGに対して行うことが約束されていた。

PCMLは、恒久的なガス埋蔵量の枯渇を理由に不可抗力事由の発生を宣言し、PCMLのシップ・オア・ペイ決済が免除されるよう主張した。しかしながら、KJGによると、PCMLはガス輸送契約で合意された不可抗力事由の要件を満たしていなかった。2018年4月、当社は、KJGが任意と判断した月額ガス輸送料金の支払控除を開始した。この事案は依然としてICCの仲裁が進行中である。2021年12月31日現在、本事案は依然ICCにおいて係属中である。経営陣は、合意したガス量を供給できなかったことは当社の過失によるものではなく、合意した最低ガス供給量に従ってガスを供給しなかったPCMLの過失によるものであるとの法的事実に基づき、当社は有利な立場にあると考えている。また、KJGと当社は、ICC総会の決定にかかわらず、KJGが2016から2019年のシップ・オア・ペイの支払について当社を免責することに合意している。したがって、本件に関しては引当金の計上を要しない。

その他の法的手続

2021年4月29日、当社に対し、原告のインセ・バハルディン（Ince Baharudin）及びインセ・ラマワティ（Ince Rahmawati）が、マカッサルのラティモジョン（Latimojong）通りに位置する当社の土地に関して、マカッサル地方裁判所に訴訟（登録番号：No.152/Pdt.G/2021/PN.Mks）を提起した。原告は、問題となっている土地の当社の管理から生じた主要な損失として432十億ルピア、また、それ以外の損失として約200十億ルピアについて申立てを行った。原告は、当社に対し、土地を明渡し、原告に引き渡すよう要求した。経営陣は、オランダの電力会社（NV OGE）の国有化に起因する土地の所有権を証明する文書を当社が保有していることから、当社が有利な立場にあると考えている。2022年2月3日、マカッサル地方裁判所は原告の請求を全面的に否認する決定を下した。2022年2月16日、原告はマカッサル高等裁判所へ控訴した。2022年9月8

日、マカッサル高等裁判所はその訴えについて、2023年1月25日付マカッサル州裁判所の所長の書簡に基づき、マカッサル地方裁判所の決定（登録番号152/Pdt.G/2021/PN.Mks）を支持する決定を下し、控訴が確定した。

2016年10月25日、当公社に対し、原告であり、PTバリト・ジャヤ（PT Barito Jaya）のコミサリスでもあるポー・ソー・ファン（Poe Soe Fang）氏が、PLTMGカルセル・ピーカー200MW（PLTMG Kalsei Peaker 200 MW）建設のための土地取得に関し、北ジャカルタ地方裁判所に訴訟（登録番号：501/Pdt.G/2016/PN.JKT.UTR）を提起した。原告は、被告IでありPTバリト・ジャヤの取締役社長のエディ・カルトノ（Edy Kartono）が180億ルピアで以前同意していた公共用地の取得に関して1910億ルピアの賠償を申し立てた。原告は180億ルピアではなく、1910億ルピアの賠償金を当公社から得るために請求を行った。2018年10月23日、北ジャカルタ地方裁判所は原告の請求を全面的に否認する決定を下した。2018年11月1日、原告は北ジャカルタ高等裁判所に控訴し、2019年5月7日に控訴の覚書を送付した。当公社は2019年11月15日に控訴の反論覚書を提出した。本書日現在、本件は北ジャカルタ高等裁判所において係属中である。

2022年6月7日、当公社に対し、原告のロニー・ロチンスル・ツメンコル（Ronny Rotinsulu Tumengkol）が、PLTAトンセア・ラマ（PLTA Tonsea Lama）の土地所有権に関し、トンダノ地方裁判所に訴訟（登録番号：172/Pdt.G/2022/PN.Tnn）を提起した。原告は4090億ルピアの賠償を請求し、トンシー・ラマの土地境界線帳簿第829号80頁により所有権が証明されている15,000m²の土地がアルマルフム・ヘンドリック・ネルワン（Almarhum Hendrik Nelwan）名義であることを主張した。2023年4月5日、トンダノ地方裁判所は原告の請求は認められないと宣言することを決定した。2023年4月26日、原告はマナド高等裁判所に控訴し、控訴の覚書を送付した。

発電所プロジェクトに関する事案

ジャワ、バリ及びヌサ・トゥンガラにおける開発プロジェクト

2015年11月、当公社の経営陣を含む従業員の一部が、中央ジャカルタ地方裁判所の反汚職法廷から汚職で有罪を宣告された。これにより、当公社の調達委員会9名が、それぞれ（個々の拘留期間として）1年4か月の禁錮及び500万ルピアの罰金の言渡しを受けた。これらの従業員は、全員、とりわけジャワ・バリ及びヌサ・トゥンガラの開発事業に関連する工事進行報告書の偽造という態様の汚職で有罪とされた。これらの従業員の刑期は2016年8月16日に終了した。釈放後、また、当公社の社内管理処分後、当該従業員については、重要な技術的スキル及び経験を有していたことから、意思決定以外の役割で当公社が再雇用した。特に35,000MWプログラムに沿った進行中及び将来の事業の日程、規模及び複雑さの中で、当公社が適切な代替人材を見つけることは困難であったからである。しかしながら、当公社は内部監督及び統制システムを維持しており、最近では説明責任及び透明性を向上するためインドネシア汚職撲滅委員会（以下「KPK」という。）及びBPKとの一定の取組みを実施している。

また、同様の事案に関連して、2009年から2011年にかけて当公社の前取締役社長兼最高経営責任者であったダフラン・イスカンも、汚職の容疑で調査を受けた。ただし、2015年7月3日に、彼の却下の申立てがジャカルタ地方裁判所から認められた。したがって、彼に関連する訴訟は中止された。

タンゲランにおける発電所開発のための土地の取得

2017年9月20日、PT プテラ・ダヤ・ペルカサ（PT Putera Daya Perkasa）が、タンゲランのパサール・ケミスにおける発電所開発のための、面積17,002平方メートルの土地の権利の当公社による取得に係る補償義務の履行に関する請求を行った。原告は、重大な損失については86.20億ルピアに上り、軽微な損失については180億ルピアに上る損失を主張し、土地の権利の取得の取消しを求めた。2019年4月、南ジャカルタ地方裁判所は判断を下した。当該裁判所は、17,002平方メートルの1区画の土地はPT プテラ・ダヤ・ペルカサ（PT Putera Daya Perkasa）が所有すると同社に有利な判決を下した。しかし、当該裁判所は、PT プテラ・ダヤ・ペルカサが要求した補償については退けた。当公社は、約1.3億ルピアの訴訟手続費用のみを支払うよう要求された。2020年1月、ジャカルタ高等裁判所は原告による控訴を棄却した。2020年4月、PT プテラ・ダヤ・ペルカサは最高裁判所に対し、破棄請求を提起した。最高裁判所は、2021年4月にかかる請求を棄却した。

リアウ1蒸気発電所IPPプロジェクトに関する事案

2018年6月、当公社は、KPKがリアウ1蒸気発電所IPP事業についての収賄工作疑惑に関連して調査を開始したことを知った。KPKは、当公社の事務所及び当時の取締役社長だったソフィアン・バシルの住居を含む数多くの捜索を行った。上記調査の一環として、当公社及びいくつかの子会社の役員及び取締役の多くがKPKへの情報提供を求められ、KPKに協力した。ソフィアン・バシルは、2019年4月23日に被疑者に指定され、2019年5月27

日にはリアウ 1 蒸気発電所IPP事業についての収賄工作に関連してKPKに拘束された。ソフィアン・バシルの初公判は2019年 6 月24日に行われた。2019年 5 月29日、当社は、国営企業省令に従って、当公社定時株主総会の決議によりソフィアン・バシルを取締役社長から解任した。

その後、中央ジャカルタ地区の反汚職裁判所は、リアウにおける石炭火力発電所（PLTU）プロジェクトに関連した収賄事件に関して主張されていた不正行為についてソフィアン・バシル氏は無罪であると判断した。

その他の重要な事案

2019年 8 月 4 日及び 5 日にジャカルタ、バンテン及び西ジャワ地区において発生した停電に関し、当社は当初、8つの異なる訴訟において被告として提訴された。そのうち6つの訴訟ではその後、該当する地方裁判所において当会社に対する損害賠償請求はないと判断した。残り2つの訴訟において当会社に対して不利な判断が下された場合、損害賠償合計金額は約204百万ルピアになると予想されることから、当会社の財務状態に重大な悪影響は生じない。

2021年 4 月29日、当会社に対し、原告のインセ・バハルディン（*Ince Baharudin*）及びインセ・ラマワティ（*Ince Rahmawati*）が、マカッサルのラティモジョン（*Latimojong*）通りに位置する当会社の土地に関して、マカッサル地方裁判所に訴訟（登録番号：No. 152/Pdt.G/2021/PN.Mks）を提起した。原告は、問題となっている土地の当会社の管理から生じた主要な損失として432.6十億ルピア、また、それ以外の損失として約200十億ルピアについて申立てを行った。原告は、当会社に対し、土地を明渡し、原告に引き渡すよう要求した。2022年 2 月 3 日、マカッサル地方裁判所は原告の請求を全面的に否認する決定を下した。2022年 2 月16日、原告はマカッサル高等裁判所へ控訴した。2022年 9 月 8 日、マカッサル高等裁判所はその訴えについて、マカッサル地方裁判所の決定を支持する決定を下した。かかる決定は、2023年 1 月25日付マカッサル地方裁判所の所長の書簡に基づき、原告は当該控訴判決に対し何ら法的措置をとることができないとされた。

2022年 6 月 7 日、当会社に対し、原告のロニー・ロチンスル・ツメンコル（*Ronny Rotinsulu Tumengkol*）がPLTAトンセア・ラマ（PLTA Tonsea Lama）の土地所有権に関し、トンダノ地方裁判所に訴訟（登録番号：172/Pdt.G/2022/PN.Tnn）を提起した。原告は409.56十億ルピアの賠償を請求し、トンシー・ラマの土地境界線帳簿第829号80頁により所有権が証明されている15,000m²の土地がアルマルフム・ヘンドリック・ネルワン（*Almarhum Hendrik Nelwan*）名義であることを主張した。2023年 4 月 5 日、トンダノ地方裁判所は原告の請求は認められないと宣言することを決定した。2023年 4 月26日、原告はマナド高等裁判所に控訴し、控訴の覚書を送付した。

(B) リスク要因

当会社の債券への投資には、特定のリスクが伴う。投資家は、当会社の債券に投資する前に、本書に記載されている事項に加えて、以下の全ての要素を慎重に考慮しなければならない。一般的に、インドネシアのような新興市場国の企業への証券投資に伴うリスクは、より先進国の企業への証券投資に伴う典型的なリスクとは異なる。本項の記述は、政府又はインドネシアのマクロ経済データに関係する範囲において、政府の公式刊行物又はその他の第三者機関から引用されたものであり、当会社が独自に検証したものではない。

当会社の事業運営に関するリスク

当会社の事業、財務状態及び経営成績は、特にCOVID-19の世界的流行によるインドネシアにおける市場の変動及び景気の減速並びに世界経済から重大な悪影響を受ける可能性がある。

当会社の事業は、世界市場の変動及びインドネシアにおける全体的な経済状況並びに世界経済に左右される。COVID-19の世界的流行の継続を含む、当会社の事業及び経済環境に悪影響を与える長期にわたる景気後退、景気低迷その他状況は、当会社の事業、財務状態及び経営成績に重大な悪影響を与える可能性がある。

インドネシア経済は、1997年のアジア金融危機の影響を大きく受け、特に、通貨の下落、実質GDPの大幅な減少、高金利、社会不安及び特殊な政治動向などが特徴であった。これらの状況は、当会社の事業及び財政状態を含め、インドネシアの事業に重大な悪影響を及ぼした。インドネシアは、1999年から2002年にかけて比較的低い成長率で景気後退局面に入った。インドネシアは、世界経済成長率の鈍化により、2008年には6.1%、2009年には4.6%へと成長率が低下していることから明らかなように、2007年後半から始まった世界的な金融危機の影響を受けている。政府は、公的債務の不履行を防ぐために、国際機関や国外の政府の支援に頼らざるを得なかった。近年、成長率は高水準で安定している。インドネシアのGDP成長率は、2020年はマイナス2.07%、2021年は3.70%及び2022年は5.01%であった。

世界的には、2008年の世界金融危機以降の景気回復は緩慢で散発的であり、欧州、米国、日本及び中国などの主要国の経済成長率は、金融危機以前のレベルよりも総じて低いままであった。世界の経済情勢は、世界の

原油価格の大幅な下落につながった原油の日々の生産量に関するサウジアラビアとロシアの対立、米国及び中国政府間の貿易戦争による貿易政策変更の可能性やタイミング、英国の欧州連合からの離脱及び英国と欧州連合との間の継続的な交渉から生じ得るあらゆる合意が予断を許さないことなど、地政学的緊張の高まりに対する懸念から、引き続き影響を受けており、また今後も影響を受ける可能性がある。このような事象は、世界市場に負の経済的影響をもたらし、また、そのボラティリティを増大させ続ける可能性がある。

インドネシア及びその他の東南アジア諸国は、2008年の世界的な金融危機に端を発し、それ以降も続いている先進国市場の前例のない金融及び経済情勢によって、グローバルの開発途上国とともにマイナスの影響を受けている。政府は、インドネシア経済の安定と国民の信頼を維持することを目的として、これらの前例のない状況に対処してきたが、このような前例のない状況の継続は、経済成長、政府の財政状況、ルピアの為替相場及びインドネシア経済のその他の側面に悪影響を及ぼす可能性がある。

また、政府は、依然として大きな財政赤字と高いレベルの公的債務を抱えており、外貨準備金はわずかであり、ルピアは依然として変動が激しく、流動性も乏しく、銀行セクターは脆弱であり、高水準の不良債権を抱えている。1997年に始まったアジア経済危機の際にインドネシアが直面した経済的困難は、特に、金利の変動をもたらした。多くのインドネシア企業の債務返済能力に重大な悪影響を及ぼした。1か月物JIBORは、1998年8月のピーク時の70.8%から、2022年12月30日には6.20%まで低下しているが、最近の景気の改善が続く保証はなく、インドネシアを始めとするアジア太平洋地域における過去の厳しい経済情勢が今後も起こらない保証もない。特に、新興国・その他国の金融システムに対する投資家の信頼が失われること、又はその他の要因が、インドネシアの金融市場の不安定性を高め、インドネシア経済の成長を阻害又は後退させる可能性がある。かかる変動性の上昇、景気の減速又はマイナス成長は、当社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

また、インドネシア経済もCOVID-19の世界的流行により深刻な影響を受けている。2019年12月、中国湖北省武漢においてCOVID-19の発生が報告され、その後、インドネシアを含む世界中に広がっている。2020年1月30日、世界保健機関は、COVID-19を国際的に懸念される公衆衛生上の緊急事態を宣言し、2020年3月11日には世界的流行の発生を宣言した。COVID-19の流行は、現在、インドネシア経済を含む世界経済に深刻な悪影響を及ぼしている。インドネシアを含む多くの国の政府は、ロックダウン、事業閉鎖、検疫及び旅行制限を実施することで対応してきた。事業者においても、感染リスクを低減するための対策や安全策を実施している。これらの施策は、多くの国において、失業率の大幅な上昇を含む前例のない水準でのGDP及び経済生産性の低下を引き起こし、株式市場の大幅な下落及び変動、並びに多くの企業の収益の大幅な低下をもたらした。COVID-19危機の経済的影響は、長引く可能性がある。

インドネシア大統領は、2020年3月31日に2020年大統領令第11号により、COVID-19の流行について公衆衛生緊急事態(*Darurat Kesehatan Masyarakat*)宣言を行い、2020年4月13日には2020年大統領令第12号により、国家災害(*Bencana Nasional*)を宣言した。政府は、外国人旅行者に対する一時的な旅行制限、一定の学校及び職場の閉鎖、宗教活動及び公共の場での活動の制限など、様々な感染拡大防止措置を講じた。多くの政府は、COVID-19の流行による経済の減速により2020年のGDP増加予測を下方修正し、また、COVID-19の発生により世界的な経済危機及び景気後退が長引き、深刻化することとなった。インドネシア統計局は、COVID-19の流行に伴い、インドネシアのGDP予測を5.3%から2.3%に修正した。経済成長の減速は、主にCOVID-19の流行による内需への悪影響によるものであった。

インドネシアに対するCOVID-19の経済的影響は、すでに相当なものであり、今後増大する可能性がある。経済成長率が鈍化し、失業率が増加し、今後も増加が見込まれ、金融及びその他資産の評価及び取引価格が低下し、ルピアは米ドルに対して大幅に下落した。当初、COVID-19の世界的流行は、観光、ホスピタリティ、飲食及びこれらのサブセクターなど、旅行に関連する部門に影響を与えた。その後、世界的流行の影響は製造業など幅広い部門に及んだ。その結果、これらの部門の需要家からの電力需要は減少した。世界中のCOVID-19の報告症例数、及びCOVID-19の世界的流行の結果として報告された死亡数は、2002年11月から2003年7月に発生したSARS流行時に観察された数を大幅に上回っている。COVID-19の大流行は、すでにインドネシアにおいて多数の症例及び死亡をもたらしている。この大流行は、SARS流行時よりも深刻かつ広範な健康危機をもたらした。その結果、国際市場のボラティリティが長期化し、並びに/又は、旅行及び小売セグメント、観光業、製造業のサプライチェーンの混乱の結果として世界的な景気後退をもたらした。中長期的には、COVID-19の流行が長期化すれば、インドネシア及びその他の諸国の経済及び金融市場にさらに悪影響が及び、ひいては、その他の影響の中でも特にインドネシアを通じた貿易の流れを減少させる可能性がある景気後退につながる可能性がある。

2022年8月、政府はCOVID-19の世界的流行の対策の一環として、234.7百万人のワクチン接種を行うキャンペーンを開始した。2022年12月現在、インドネシアの人々のうち1回目の接種を受けた人は204.0百万人(86.9%)、2回目は174.8百万人(74.5%)、3回目は68.5百万人(33.6%)、4回目は1.2百万人(0.6%)となっている。インドネシアは、ワクチンメーカーとの二者間購入契約を締結しつつ、各国から直接ワクチンの寄付も受けている。また、企業による従業員やその家族を対象とする、民間部門のワクチン接種スキームも展開されている。

インドネシアでは、2021年7月と8月に感染症例数が急増した後、様々な公衆衛生や疫学的要因により、9月初め以降、症例数の減少を記録した。2022年12月31日現在、インドネシアでは合計6.72百万件のCOVID-19の症例が確認された。2022年12月31日現在、インドネシアではCOVID-19の世界的流行による160,612人超の死亡が報告されている。

政府は、2022年12月30日金曜日にジョコ・ウィドド大統領がジャカルタ大統領宮殿での記者会見において発表した後、COVID-19の世界的流行に係る地域活動制限実施（PPKM）の方針を正式に撤回した。この決定は、次第に抑制されていく世界的流行の状況及び徹底的な研究を考慮の末に行われた。

COVID-19の流行拡大が続いた場合、ワクチン接種の取組及びさらに制限的な措置が政府により講じられても、当公社の事業、財務状態、経営成績及び見通しに重大な影響が及ぶ可能性がある。例えば、電力需要の減少、経済発展及び経済活動の減退等を踏まえ、計画されている発電所の完成及び開発スケジュールの調整が必要となることを想定している。もし、移動制限が継続するか、新たに設定された場合、当公社の技術現場アドバイザーが現場訪問できなくなるため、IPPの新規プロジェクトの対象となる試運転が遅延する可能性がある。プロジェクトがスケジュールどおりに完了せず、当該IPPが関連する合意済み商業運転日を守れない場合、当公社との既存の供給契約に基づく当該IPPの義務が影響を受ける可能性があり、その場合、当公社は電力供給不足に直面することになる。当公社は、最近、地方債の発行及び各種ローン契約の締結等により追加的な資金調達を行っているが、COVID-19の流行に鑑み、当公社のみならずIPPも流動性リスクに晒されており、今後のプロジェクト遂行に必要な資金調達が困難となる可能性がある。

また、COVID-19の第2、第3の波及び今後の別の感染症の流行、その他インドネシアにおける公衆衛生上の深刻な懸念は、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに悪影響を及ぼす可能性がある。伝染病の発生が起こる可能性があるという見方は、インドネシアを含むアジア諸国の経済状況にも悪影響を及ぼす可能性がある。

今後、電力生産コストを賄うための補助金を政府が提供し続ける、あるいは、補助金がタイムリーに提供されるという保証はない。

当公社の販売電力料金単価は、政府により規制されている。当公社が家庭用料金の需要家の特定グループに請求することを認められている電気料金単価は、歴史的に、当公社がこれらの需要家に販売する電力の生産コストよりも低いため、これらの需要家への電力の提供に際して、当公社のコストと収益との間の差異を完全に賄うべく、当公社は政府の補助金に頼ってきた。従来、政府補助金の算定及び支出方法は随時変更されてきた。従来、承認を受けた当公社の年間予算補助金は、その後の監査委員会（*Badan Pemeriksa Keuangan*）による監査に基づき、より低い金額に調整されてきた。現在、国営企業省は当公社の2023年の年間予算を72.6兆ルピアで承認した。

電力補助金の提供、計算、支払及び説明責任手続に関する2019年財務大臣規則第174/PMK.02号（2021年財務大臣規則第178/PMK.02号により改正、以下「2019年財務大臣規則第174/PMK.02号」という。）は、補助金の算定において、見積額に不足した場合の引当金を設け、補助金支払の迅速な支出を可能にする。しかしながら、将来の補助金の支払が適時又は時機を問わず行われるという保証はない。また、当公社は、監査委員会の監査結果に基づき、商業的に不採算な業務について政府に補償を請求することができる。補償の仕組みは、2021年財務大臣規則第159号/PMK.02号に規定されている。

加えて、COVID-19を考慮した政府の政策に基づき、さかのぼること2021年、当公社は、COVID-19の影響を受けた450VAで契約している家庭用需要家又は小規模事業の需要家に無料で電力を供給すること、及び900 VAで契約している需要家については割引を提供することを要求されていた。この方針は、当初2020年4月1日から2020年6月30日まで有効であったが、2021年12月31日まで延長された。450VAの需要家に対する割引率は2020年4月から2021年3月まで100%、2021年4月から2021年12月まで50%であった。900VAの需要家に対する割引率は、2020年4月から2021年3月まで50%、2021年4月から2021年12月まで25%であった。電気料金の割引にあたって、当公社は、需要家の消費電力量を、月間最大の時間を考慮して把握することが義務づけられている。需要電力料金の免除及び最低免除額申請の免除は、2020年4月から2021年3月は100%、2021年4月から2021年12月は50%であった。エネルギー鉱物資源省電力開発総局からの2021年7月2日付の書簡（2021年第B-1641/TL.04/DJL.3号）により、第3四半期までの延長が提案された。さらに、エネルギー鉱物資源省電力開発総局からの2021年7月22日付の書簡（2021年第B-1734/TL.04/DJL.3号）により、第4四半期までの延長が提案された。2022年12月31日に終了した年度において、家庭、事業及び工業用料金の需要家に対する料金割引、最低免除額、費用及び加入料に関連するCOVID-19の対策による収益はなかった。2022年12月31日現在、前年からのCOVID-19の対策による債権は全て政府が支払っている。政府の補助金が不足分を補えない、あるいは時宜を得た方法で提供されない場合、当公社の事業、財政状態及び伸長見通しは悪影響を受ける可能性がある。

当公社は、政府の支配下にあり、政府の利害は当公社の利害と一致しない可能性がある。

当公社は、定款に基づいて設立された。政府は当公社の唯一の株主であり、その代理人を通じて当公社を支配し続ける可能性が高い。当公社が歴史的に政府サービスの提供者として運営していたことから、政府は歴史的に当公社の戦略及び運営に対して影響を及ぼしており、今後も影響を及ぼし続ける可能性が高い。また、政府は、現在当公社が燃料油の唯一の供給者として取引を行っていたインドネシア国営石油ガス会社であるPTプルタミナ（ペルセロ）（PT Pertamina (Persero)）（以下「プルタミナ社」という。）を含む、その他の政府関連事業体にも影響を及ぼし、支配することができる。政府は、過半数の株式保有を通じて当公社への支配を存続する可能性が高く、これにより、コミサリス及び取締役の選任及び解任、当公社定款の変更、当公社資本構成の変更並びに合併及び買収、統合又は清算等の事項の承認に関して、政府に権限が与えられる。

政府が、当公社の利益のためにその支配力及び影響力を行使するという保証はない。当公社が政府の利益のために行動しなければならず、政府の利益が当公社の利益と異なる場合、又は政府がその他の利益のために行動する場合、当該行動は当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を与え得る。

燃料油、天然ガス及び石炭の価格が上昇した場合、当公社の将来の営業費用が増加することになり、このことは、当公社の経営成績に重大な悪影響を与え得る。

当公社の収益性は、燃料油、天然ガス及び石炭の価格に大きな影響を受け得る。例えば、それぞれ2020年、2021年及び2022年12月31日に終了した各年度の当公社のGWh生産量の4.7%、5.9%及び5.6%は、燃料油使用によるものだったが、同期間の燃料油に係る費用は、当公社の総燃料・潤滑油費の14.9%、20.4%及び26.0%であった。燃料油、天然ガス及び/又は石炭の価格が上昇した場合、当公社の営業費用が増加することになり、このことは、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を与え得る。

2005年10月に政府が化石燃料補助金を支給しなくなったことから、当公社による燃料油の支払価格は、前月の特定石油製品（ミッド・オイル・プラッツ・シンガポール（Mid-Oil Platts Singapore））の日平均（シンガポール高値及びシンガポール安値の平均）である市場価格（以下「MOPS」という。）に基づき、毎月変動している。これにより、当公社は燃料油についてより高い価格の支払を要することになった。例えば、2005年1月に政府が燃料補助金を支払っていた際、当公社が必要とする燃料の中で最も高価な燃料油である高性能軽油の価格は1リットル当たり1,650ルピアに固定され、これは2005年12月31日に終了した年度における燃料油費の約84.1%の割合を占めていた。2005年10月までに、政府が燃料油への補助金を停止し、高性能軽油の価格は原油市況を反映して1リットル当たり6,000ルピアに上昇した。2020年12月31日に終了した年度において、当公社市場地域での当公社による高性能軽油の支払平均価格は、最安1リットル当たり3,554.10ルピアから最高1リットル当たり7,742.90ルピアにわたり、2021年12月31日に終了した年度においては、最安1リットル当たり5,610.00ルピアから最高1リットル当たり9,513.90ルピアにわたっている。2022年12月31日に終了した年度において、当公社は高性能軽油について平均1リットル当たり14,269.1ルピアを支払った当公社の燃料油費のうち、高性能軽油が占める割合は、2022年12月31日現在、約5.8%となった。1リットル当たりのルピア建て燃料油価格は、世界の燃料油価格に連動して変動し、対ルピア米ドル為替相場の影響を受ける。世界市場における燃料油の価格は、当公社の制御が及ばない様々な要因に左右される。これらの要因にはとりわけ以下のものが含まれる。

- ・ 石油産出地域における、国際的な事由及び事情並びに政治的な情勢及び不安定性
- ・ 生産水準の設定及び維持を図り、市場価格に影響を及ぼそうとする、石油輸出国機構及びその他の石油産出国の政策
- ・ 石油及びエネルギー産業全般に関する国内外の政府規則
- ・ 石油投機家による活動の水準及び範囲
- ・ 天候及び季節性
- ・ 国内全体及び地域別の経済状況

近年、電気料金単価に関する政府規則により、当公社が燃料価格の上昇分を料金の引き上げによって消費者に料金転嫁できない状況が続いている。また、当公社は必要とする石炭の一部を現物市場又は短期市場において市場実勢価格で調達しており、このことが、高値購入リスクを上昇させている。

当公社は、追加的な発電所の開発及びその他の発電資産の取得に伴う一定のリスクにさらされている。

政府の第1次電源開発促進プログラムに基づき、当公社は、当初、ジャワ・バリ内に総発電容量7,490MWの10箇所、ジャワ・バリ外に総発電容量2,437MWの32箇所という内訳で、インドネシアに42箇所の石炭火力発電所を建てることを命じられていた。最初に命じられた42箇所のうち、2箇所は1箇所に集約され、3箇所は用地及びEPC業者の状況悪化により中止され、4箇所は将来の開発のために留保された。その結果、第1次電源開発促進プログラムに基づく稼働中の発電所は9,927MWの34箇所となっている。当公社は、2022年12月31日現在、ジャ

ワ・バリ内には10箇所、ジャワ・バリ外には24箇所ある、石炭火力発電所を建設するための34のEPC契約を締結している。

現行の第1次電源開発促進プログラムに関する34件のEPC契約の全ての条件に基づき、当社は業者に対して契約価格の約15.0%を直接支払うことが求められ、契約価格の残り約85.0%については、契約日から通常90日又は120日以内に、輸出信用又はその他銀行融資を通じて、一つ又は複数の銀行から取得することが求められている。当社は、2022年12月31日現在、計画されている34箇所のうち33箇所の発電所で、輸出信用及びその他銀行融資の形で資金を確保し、操業している9,722MWの発電所30箇所について建設が完了しており、これは、計画された総容量9,927MWの約97.9%に相当する。2022年12月31日現在、発電開発プロジェクトの建設及び改修、送電開発プロジェクト並びに資本化された借入費用に係る第1次電源開発促進プログラム関連費用として、総額91,763十億ルピア（5,585百万米ドル）が当社に発生している。

インドネシアで増加する電力需要のうち、第1次電源開発促進プログラムの完了により提供される電力で賄い切れない分を満たすため、当社は、第2次電源開発促進プログラムに沿って、17,428MW（その後、2021-2030年RUPTLに基づき10,384MWに修正され、発電容量も調整された。）の再生可能エネルギー、ガス及び石炭火力による発電所を用意することが命じられている。第2次電源開発促進プログラムで必要とされる建設の半分以上はIPPが建設し、残りの発電所を当社が建設することが見込まれている。これらの発電所の必要資金は、国家予算、ツー・ステップ・ローン、銀行借入金、資本市場及び内部留保からの割当金を組み合わせて調達されることが期待されている。2021-2030年RUPTLにおいて、政府は、当社に対し、今後クリーンエネルギーへ移行し、再生可能エネルギー源により焦点を当て、石炭の使用をやめることで、気候変動と闘うことを支援するよう要求した。これは、第2次電源開発促進プログラムにおいて計画段階にあった石炭火力発電所の開発を取りやめたこと及び2025年までにエネルギー構成の23%を再生可能エネルギーとする目標を目指すことによってより強調された。

政府は、当時増幅する電力需要に対応し、政府の電気供給率目標を達成するため、2015年に35,000MWプログラムを発表した。35,000MWプログラムでは、総額1,127兆ルピア（79十億米ドル）を超えると推定される多額の投資が必要となる。この経済的負担を軽減するために、当社が総量約9,066MWの発電所を建設し、残りの26,919MWはIPPが分担する予定である。COVID-19の世界的流行による電力需要の縮小や経済活動の減退等を踏まえ、計画されている発電所の完成及び開発スケジュールの調整をしなければならないことが予想される。

当社は、第2次電源開発促進プログラム及び35,000MWプログラムに基づく当社及びIPPのEPC契約に必要なとされる総投資額が、発電開発プロジェクトについては約89,893百万米ドル、送電開発プロジェクトについては約24,570百万米ドルに上ると推定している。2022年12月31日現在、IPPを除く第2次電源開発促進プログラム及び35,000MWプログラムの建設に関連する借入金から、当社は約17,540十億ルピア（1,124十億米ドル）を引き出している。2022年12月31日に終了した年度の設備投資として、3,558百万米ドルが当社に発生しており、電源開発促進プログラム及び35,000MWプログラムを含む新規事業を実行し、かつ、営業資産及びインフラを更新するための、追加的かつ相当額の設備投資も発生すると推測している。これらの設備投資は、社内で生み出された現金及びその他の社外からの調達を組み合わせることで資金を調達することが期待されている。

これらのプログラムの実施及び完了には、当社及びIPPが多額の資金を調達する必要がある。COVID-19の発生により、当社及びIPPは流動性リスクに晒されており、資金調達が困難となる可能性がある。外国及び国内投資家はいずれも、発行者及び借入人が依然として投資適格の格付けを維持していても、特に新興国の発行者及び借入人に対する融資を避ける可能性がある。また、COVID-19の世界的流行を背景にクレジット・デフォルト・スワップが拡大基調にある中、グローバル債券の発行による資金調達を中心に、当社は世界市場のボラティリティ及び不確実性に晒されている。日程どおり又は商業的に合意可能な条件で、当社及びIPPが追加資金を調達することができるという保証はなく、このことは、当社の事業の見通し、財政状態及び当社の戦略実行能力又はこれらのプログラムを予定どおり若しくは予定を問わず実行する能力に負の影響又は悪影響を与えかねない。

当社は、追加的な発電所の開発及びその他の発電資産の取得、特に電源開発促進プログラムの成功裏な完了及び35,000MWプログラムの実施に伴うリスクにさらされている。

電源開発促進プログラムの完了及び35,000MWプログラムの実施は、当社の経営資源、運営資源及び財源を逼迫させる可能性がある。当社の事業、技術及び人員の統合が拡大する中で、当社が困難な状況に直面する可能性もある。これらのプログラムを実施し、資金を調達する当社の能力は、運営を効果的に監視し、費用を管理し、効果的な品質管理を維持し、内部管理、技術及び会計システムを強化する当社の能力に依存する。当社のプログラムに必要な資金を確保できるかどうかについては、政府との借入契約の制限、政府の予算承認の遅延、現金投資の必要性及び正味キャッシュ・フローが目標を下回ることにより、困難だと判断される可能性がある。

これらのプログラムの成否は、石炭を海外から輸入することになる場合よりも安い価格で、国内において十分な供給量の石炭を調達する能力に大きく依存する。これらの発電所に必要な石炭を、合理的な価格で又は価格を問わず調達できなかった場合、当社は電源開発促進プログラムに関連する当社の予測及び目標を達成できない可能性がある。

さらに、これらのプログラムの成否は、当社が業者を選定し、労働力を確保し、その他国有企業と連携し、新規のPPA及び調達工事契約を締結する能力並びに土地の取得及び新規発電所の土台となる送配電施設の建設に依存する。インドネシアにおけるCOVID-19等の感染症の流行は、新規発電所の建設を完了するために必要な人員の確保を著しく制限する可能性がある。インドネシアのいくつかの地域において政府が課した最近の社会的制限（Pembatasan Sosial Berskala Besar）により、移動が制限され、その結果、当社の新規発電所の建設を完成させるための人員の供給が制限された。今後、COVID-19の流行及びそれに伴う移動制限が続く場合、完了間近のプロジェクトへの影響はないと予想されるものの、IPPの技術分野のアドバイザーが現場訪問できなくなる可能性があることから、IPPの新規プロジェクトの対象となる試運転が遅延する可能性がある。プロジェクトがスケジュールどおりに完了せず、当該IPPが関連する合意済み商業運転日を守れない場合、当社との既存の供給契約に基づく当該IPPの義務が影響を受ける可能性があり、その場合、当社は電力供給不足に直面することになる。

2015年、当社は、2019年末までにインドネシアの電化率を97.4%以上にすることを目標として、民間セクターと協力して35,000MWプログラムを実施する責務を負った。2019年2月には、2019-2028年RUPTLに沿って、政府は2019年末までに5,500MW、2028年末までに35,000MWという、目標完了日及び容量の調整を行った。当社は、調整された目標完了日及び容量に従って、35,000MWプログラム向けの当社の計画を再補正した。このプロジェクトの提案された日程、規模及び複雑さのため、人的資本及び財源を含む多くの資源を動員する必要がある。政府及び地方自治体による強力な支援にもかかわらず、35,000MWプログラムに必要とされる発電所、変電所及び送配電網の建設には、技術、建設、設計、操業及びその他の課題に関連するリスク、プロジェクト管理の専門知識の利用可能性、設備及び労働力に係る潜在的増加費用又は設備及び労働力の不足、規制及び環境の遵守の問題、地域規模及び世界規模の経済状況並びに現在計画されている35,000MWプログラムの成功裏な実施の完了を大幅に遅延させ、又は妨げる自然災害の可能性等、様々なリスク及び不確実性が伴う。また、インドネシアにおける許認可の発行は、政府及び行政の様々な認可に左右され、とりわけ建設現場の環境への負の影響に対応して計画の修正又は改善が必要となる可能性がある。このような複雑で大胆なプログラムを完了させるためには、多数の業者、IPP及びその他の取引先を秩序立った効率的な方式で選定することも必要となる。加えて、土地取得手順には、用地の適切性を分析し、入札、選別及び応札を行う手順が含まれており、そのいずれも遅延を生じさせる可能性がある。これらのリスクによって、35,000MWプログラムの建設及び開業に向けた実際の設備投資が、現在計画されている水準を大きく上回る可能性がある。

以上の要因から、35,000MWプログラムを予定どおり又は予算内で完了することができない可能性があり、このことは、当社の財政状態及び経営成績に重大な悪影響を与え得る。

当社の拡張計画は、土地の権利の取得手順における遅延又は困難な状況によって中断され得る。

35,000MWプログラム等の当社のプロジェクトに関連して締結された、又は締結される予定の調達工事契約において、関係用地での建設プロジェクトに必要な土地につき、関係土地権原を取得することが求められている。

政府規則は、発電所、送電線及び配電網の新設又は既存施設の拡張に必要な土地の権利の追加取得を遅延させ、又は制限する可能性がある。公益プロジェクトのための土地取得手続に関する2021年政府規則第19号（以下「2021年政府規則第19号」という。）（これにより公益プロジェクトのための土地取得手続に関する2012年大統領規則第71号（その後の2015年大統領規則第148号による直近の変更を含む。）が取り消された。）を通じて許可証を取得する手順を早めることに政府が努めているにもかかわらず、関係土地権原を取得する手順は多段階で時間もかかり、各段階において遅延のきっかけが生じる。これにより、当社が土地権原を適時又は時機を問わず取得することが妨げられる可能性がある。最近のCOVID-19の流行によって遅延がさらに起こりやすくなり、流行が沈静化しなければ当社の事業にとって引き続きリスクとなる可能性がある。関係土地権原が取得できなかった場合、当社による当該土地の使用能力が損なわれ、当社のプロジェクトは中断されることになり、当該土地の取得に関連する費用を回収できない、又は代替土地の取得に係る新たな費用の手当ができない可能性がある。また、地方自治体と中央政府との間のバランス並びに土地使用権の取得手続、許認可の更新及び環境規制の遵守状況の監視の点が不透明である。

当社のプロジェクトに関連する土地の権原が取得できなかった場合、又は取得が大幅に遅延した場合、当社の事業、財政状態及び成長見通しに悪影響を与え得る。

今後、政府規制下の料金体制に基づく当公社の電力価格決定への制約によって、当公社が請求できる最大料金単価が、当公社の生産コストを下回ったままとなる、又は削減された場合、当公社は損失を被る可能性がある。

政府は、販売する電力に対して当公社が請求できる料金の水準を設定する。販売電力料金については、MEMRが提案し、大統領の承認を受ける。2016年MEMR規則第28号（その後の2020年MEMR規則第3号による直近の変更を含む。）に沿って、政府は13種類の需要家に料金調整制度を適用した。しかしながら、料金調整は、2017年の国家予算に基づき計画された販売額総額の65.0%に相当する12種類の需要家に対してのみ実施されるものであり、政府が定めた料金単価は、当面の間、一定の家庭用料金の需要家について当公社の生産コストを下回っている。その結果、当該需要家への電力の供給に際して、当公社が2003年法第19号（雇用創出に関する2020年法第11号（以下「雇用創出法」という。）による直近の変更を含む。）の範囲内でPSOを行っているため、政府は、当公社に対して、当該生産コストとそれを下回る水準で設定された料金との差額を補填する電力補助金の支払を行い、また、設備投資に関連する借入金の財務費用に充当するための、電力費用を7.0%上回るよう設定されたPSOマージンの支払を行う。

政府が、PSOマージンの現行水準を将来も維持する、又は、特に景気後退の際、基本電気料金として知られる *Tarif Dasar Listrik* の将来的な上昇を承認するという保証はない。従来、国民一般のネガティブなセンチメントが、低料金単価を維持する政府の意欲に影響を及ぼしてきた。電気料金が、現行水準のまま存続し、削減され、又は十分に上昇しなかった場合で、特に当公社の営業費用が変わらない、又は上昇し続けるとき、当公社の事業、財政状態、経営成績、見通しに重大な影響を与え得る。

当公社は、当公社の事業に悪影響を与え得る建設リスク及び開業リスクに直面している。

発電所の建設には、以下のような多くのリスクが伴う。

- ・ 資機材の不足
- ・ COVID-19等の感染症の流行による移動制限、ロックダウン、社会的距離確保のための施策による人手不足
- ・ 作業停止
- ・ 気象障害
- ・ 予期しない技術、設計、環境及び地質の問題
- ・ 必要な免許又は許可の受領の遅延
- ・ ストライキ又は労働不安若しくは労働災害
- ・ 想定外の費用増加

これらのリスクはいずれも、遅延又は費用超過を生じさせ得る。建設が遅延した場合、収益が逸失する可能性がある。発電所の建設又は開発中のその他のプロジェクトの建設が、予定どおり及び予算内で完了するという保証はない。建設及び開業の大幅な遅延は、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を与え得る。

当公社は、政府及び関連の認可を受ける際に、遅延又はその他の困難な状況に見舞われる可能性があり、このことは、当公社の事業に悪影響を与え得る。

当公社は、追加的な発電所の開発に関連する適切な政府の認可を確保することが求められており、そのような政府の認可を受ける手順は複雑で、長期化し得る。インドネシアにおける発電所の新設及び既存発電所の拡張には、関係規制当局から主に以下の認可を受けることを必要とする。

- ・ プロジェクト案の認可
- ・ フィージビリティ調査（及び主要プロジェクトの場合は、初期設計及びプロジェクト予算）の認可
- ・ 着工報告書の認可

発電所を開発する過程で、立地、建設、環境問題、操業免許及びその他の事項について、関係する国家、州及び地方自治体の当局から、数多くの許可、認可及び同意を得なければならない。また、新規の電力プロジェクトを支援するために必要となる付随的なインフラの開発及び建設に関して、政府の認可を受けなければならない。また、当公社は、一定の基準を超える期間1年以上の契約を締結する場合には、当公社の唯一の株主としての政府から承認を受けなければならない。発電所の追加及び既存発電所の拡張について、今後、適時又は

時機を問わず必要な認可を全て受けられるという保証はない。必要な認可を受ける際、大幅に遅延し、又は認可を受けられなかった場合、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を与え得る。

当公社は、当公社のプロジェクトに必要な資金の確保が困難な状況に陥る可能性があり、このことは、当公社の事業に悪影響を与え得る。

当公社が開発を計画している各発電所は、将来的に開発を決定する可能性のある発電所と同様、多額の資本投資を必要とする。当公社は、政府に株式保有されているため、従来、政府から、又は政府を通じて、IBRD、世界銀行、ADB、国際協力機構（以下「JICA」という。）、JBIC又はKfW等、外国の準政府機関から調達した長期借入金を、商業的に入手可能な条件よりも有利な条件で調達することができた。将来、政府又は外国の準政府機関から、同様の条件で、又は条件を問わず、追加資金を調達することができるという保証はない。また、政府方針では、国有企業について、かかる借入金への依存度を徐々に下げていくとしている。

当公社は、2013年以降、スタンダードチャータード銀行、フランス開発庁、JBICの協調融資団、韓国輸出入銀行の協調融資団、カナダ輸出開発公社（以下「EDC」という。）、ハンガリー輸出入銀行（以下「HEXIM」という。）、KfW-IPEX、スペイン輸出信用機関、イタリア外国貿易保険株式会社及び韓国貿易保険公社から、この他には、クレディ・アグリコル、スイス連邦輸出信用機関及びポーランド開発銀行から、複数件の無保証の長期オフショア直接借入を受け、ADB、IBRD及び米州開発銀行からは、保証付の長期オフショア直接借入を受けた。また、2011年以降、現地銀行から無保証の借入金を確保し、総額127兆ルピアの設備投資を行っている。

当公社がこれまでに締結した第1次電源開発促進プログラムの全てのEPC契約の条件において、また、当公社が将来締結する契約の条件において、当公社が輸出信用機関（以下「ECA」という。）の貸付人又はその他の銀行融資を通じて契約価格の約85%の融資を受けることが規定されている。総額ベースで、当公社は、ECAの融資が、第1次電源開発促進プログラムを完了するために必要な推定融資総額につき、およそ、34.4兆ルピアのうち26.6兆ルピア、6.9十億米ドルのうち5.3十億米ドルになると推定している。複数の貸付人が、第1次電源開発促進プログラムに関連する当公社の信用融資義務を、完全かつ無条件の保証の形で政府に提供するように要請しており、他の貸付人も今後政府に要請する可能性がある。政府の一般方針として、国有企業に対する民間融資につき政府保証は行われないものの、第1次電源開発促進プログラムは政府の主導であることから、特定の政府規則により、第1次電源開発促進プログラムに関連する貸付人に対する債務を政府が完全に保証することが認められている。この点に関して、政府は、財務省を通じて、関係する第1次電源開発促進プログラムでの発電所の建設のために当公社が受けた融資に関連する貸付人に対して、無条件かつ取消不能の保証を提供している。当該保証は、当公社が債務不履行に陥った場合に、これらの債務に関して政府が支払を行うことを定めている。また、第2次電源開発促進プログラムについても、政府は、当公社からの提案により、一定の条件の下で、PPAに基づく電力購入の請求書に記載されている、当公社のIPPに対する金融債務を履行する能力を保証する実行可能性保証を提供することが求められている。

また、当公社が、関係EPC契約の条件に従って輸出信用融資を受けなかった場合、資金調達方法について合意するために関係業者と交渉する必要がある。当公社が業者との間で資金調達に関する合意に至らなかった場合、又は当公社が許容可能な条件で貸付人と合意することができなかった場合、当公社の電源開発促進プログラムでの発電所の開発が大幅に遅延する可能性があり、このことは、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに悪影響を与え得る。

十分な条件で、又は条件を問わず、適切な長期資金が調達できなかった場合、当公社は将来の資本集約プロジェクトを遅らせ、又は放棄しなければならない可能性がある。これらのプロジェクトの多くは、当公社の事業の将来の見通し及び発展の根幹となるものである。また、今後の事業活動及び拡張計画により、資本構成の変更が必要となる可能性がある。当公社が事業活動に必要な資金を十分に確保できなかった場合、当公社の見通し及び成長戦略に重大な悪影響を与えることになる。さらに、そのような資金調達を行えなかった場合、当公社が提供するサービスの質及び信頼性を低下させ、将来の収益性に悪影響を与える可能性もある。

当公社による資金調達の能力は、一般的な経済状況及びキャピタル・マーケットの状況、銀行又はその他の貸付人からの借入枠、当公社の信用格付及び財務実績、政府からの必要な認可の獲得、外国からインドネシアへの投資に対する制限の程度並びに適用されるインドネシアの税引当、会社法及び証券法等、多くの要因に依存する。当公社が通常又は代替の資金源から資金を調達することができるという保証はなく、当公社が許容可能な条件でそのような資金調達が行われる、又は遅延しないという保証もない。当公社が許容可能な条件で必要な資金を調達できなかった場合、又はそのような資金調達が遅延した場合、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を与え得る。

国民一般のネガティブなセンチメントが当公社の開発計画に影響を与える可能性があり、このことは、当公社の事業に悪影響を与え得る。

当社は、従来、当社の発電所及びその他の施設の開発及び操業に関して、国民のネガティブなセンチメント及び意見の相違に対峙しており、今後も対峙し続ける可能性がある。例えば、健康上の懸念から、超高压送電（500kV）又は高压送電（150kV）を開発する当社の計画を批判する声もあった。国民一般との意見の相違は、発電所又は送電インフラの建設及び拡張計画に負の影響を与える可能性があり、このことは、当社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を与え得る。

新電力法の下では、料金設定の手続が変更され、料金の統一性が低下し、収益の減少につながる可能性がある。

電力に関する1985年法第15号（以下「旧電力法」という。）に基づき、当社が請求する電気料金は、MEMRの提案に基づいてインドネシア大統領の承認を受ける必要があった。しかしながら、電力に関する2009年法第30号（雇用創出法による直近の変更を含む。以下「新電力法」という。）の下では、IUPTLを当社が保有しているため、当社の請求する電気料金は、議会の事前承認を得てインドネシア大統領が決定する。この決定は、国家、地域、消費者及び電力事業者の利害の均衡を考慮してなされることが求められる。リスクとして、料金を設定する手順の変更により、料金変更の決定が遅延する可能性があり、値上がった料金を当社が生かす能力が妨げられ得る。加えて、新電力法は、単一の事業エリアについて、政府が複数の料金を設定することを認めている。

当社が、現在、当社に発生する費用よりも低い料金を請求しているため、料金の値下げ又は変更により、当社が販売する電力を生産するコストと、政府補助金の対象外である電力について当社が請求することを認められた価格との差額がさらに増加すると、当社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を与え得る。

当社は、当社の契約から生じる負債にさらされる可能性がある。

当社は、当社が締結した、又は将来締結する契約に基づく負債にさらされる可能性がある。2022年12月31日現在、政府は、第2次電源開発促進プログラム及び35,000MWプログラムの政府による調整の一環として、43件の既存PPAの検討を完了した。これらの検討の結果、当社は総契約容量4,572MWを反映した35件のPPAを変更し、これらのPPAに基づいて当社が購入する電力の価格は上昇することになった。検討後、当社は、31MWの総契約容量に相当する2件のPPAを終了し、299MWの総契約容量に相当する4件のPPAを当社と締結したIPPによる契約履行は、それらのIPPの社内問題のために延期された。

また、当社は、インドネシアの顧問弁護士から、当社の一定の現行EPC契約（電源開発促進プログラムに関連する。）の起草方法に起因して、これらのEPC契約のうち何件かは契約締結時点において有効であり拘束力を有する一方で、その他の何件かは、成功裏に必要な輸出信用融資を受けること等の前提条件を満たす場合にのみ有効であり拘束力を有するという旨の助言を得ている。適時又は時機を問わず、当社がそのような融資を受けず、契約の他方当事者が当社に対して訴訟上の請求を提起した場合、準拠法条項を含む契約条件について当社による執行が困難になる可能性があり、このことにより、当社は費用責任及び潜在的な損害賠償責任並びに／又は知見のない法体制にさらされ得る。

さらに、当社と一部の非インドネシアの貸し手（多国籍機関を含む。）の間で締結された一定の融資契約があるが、これらの契約は、2009年法第24号及び2019年規則第63号に基づき要求されている、インドネシア語での署名がなされていない。英語のみで署名されているものの、当社はこれらの契約は有効であり、当社を拘束するものであると考えている。当社は、かかる取り決めに基づいて課された義務を履行する。また、当社は、英語のみで署名されている事実をもって、これら融資契約の債権者を含むその他の当事者から、融資契約の有効性に関するいかなる異議も認識していない。

当社の現行及び将来の契約（PPA及びEPC契約を含むがこれらに限定されない。）から生じる負債に対する当社のエクスポージャーが重大な損失をもたらさない、又は当社の将来の契約が商業的に許容可能な条件で負債に対する適切な保護をもたらすという保証はない。当社がそのような重大な損失を被った場合、当社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を与え得る。

当社は、保険未加入の損失又は十分な保険を欠く損失を被る可能性があり、このことは、当社の事業に悪影響を与え得る。

当社の事業運営は、天候不順、環境災害、火災、機械的故障、戦争、テロ、自然災害及びその他の事情又は事由による損失のリスクを伴っている。このような事由が発生した場合、財産の損失、収益の損失及び／又は保険金によって完全に補償できない分の増加費用を招く可能性がある。また、一定のリスク（戦争リスク及びテロ行為並びに一定の災害等）については、リスクに見合う保険がかけられない、又は保険の費用がリスクに見合わない法外なものとなる可能性がある。万が一、保険未加入の損失若しくは保険限度額を超える損失が

発生した場合、又は当公社が保険金を適時若しくは時機を問わず受領しなかった場合、当公社は、損害賠償金の支払を求められ、並びに／又は悪影響を受けた財産に投資した資金及び当該財産からの予想将来収益の消失が起り得る。

さらに、当公社のEPC契約の条件に基づき、業者は、当公社が満足及び賛同でき、当公社の利益となる、建設業者リスク保険、第三者賠償責任保険、海上貨物保険を含む保険契約に加入することが求められる。2021年12月31日現在、当公社はそのような保険契約の有効な証券を何件か受領している。残りの保険契約は、当該保険契約に関連しEPC契約に基づく条件がEPC業者によって満たされていないため、まだ有効ではない。万が一、保険未加入の損失又は保険限度額を超える損失が発生した場合、関係業者は当該プロジェクトを完了する能力を弱め得る多額の損失にさらされ、その結果、当公社のプロジェクトへの資本投資は消失し得る。

保険金を超える重大な損失が今後発生しないという保証はなく、当公社の事業若しくは資産について、商業的に許容可能な条件で、若しくは条件を問わず、将来適切な保険適用を享受できるという保証はない。当公社がそのような重大な損失を被った場合、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を与え得る。

当公社は、十分な供給量の天然ガス又は石炭を確保できない可能性があり、このことは、当公社の事業に悪影響を与え得る。

当公社の発電事業の一部は、天然ガス供給に依存している。当公社は、過去において、供給能力の不足及び／又は納入量が契約数量に比べて少ないことにより、当公社の需要を満たす適切な供給量の天然ガスを確保することが困難な状況を経験したことがある。当公社は、2003年以降、天然ガス不足に直面し、一部の発電所を閉鎖させ、一定の二元火力発電所では燃料油を活用したことがあった。また、当公社の天然ガス供給業者からは、当公社が現在供給を受けている天然ガス田が枯渇しつつあるとの声を聞いている。このような供給不足を解消するために、当公社では、当公社発電所向けに天然ガスの追加資源を確保するための様々な対策を実施している。プルタ・アルン・ガス（*Perta Arun Gas*）が操業を行うアルンのLNG再ガス化ターミナルは2015年3月に操業を開始し、当公社は、同施設から平均約129.34BBTUDのLNGを、PLTMG アルンの184MW用、PLTGU ベラワンの750MW用、MPP パヤ・パシール（*MPP Paya Pasir*）の83MW用として仕入れている。2015年2月には、当公社のPLTGU タンバク・ロロク（*PLTGU Tambak Lorok*）の1,034MW用として、PTサンバー・ペテリンド・ペルカサ（*PT Sumber Petrindo Perkasa*）及びPTペルサハン・ガス・ネガラTbk（*PT Perusahaan Gas Negara Tbk*）からそれぞれ45BBTUD及び15BBTUDのLNGの仕入れを開始した。政府は、2016年、当公社のPLTG タンジュン・バツ（*PLTG Tanjung Batu*）の発電所（2021年1月22日から操業を開始。）から約55km離れたバダク（*Badak*）輸送マニホールド主要パイプに40BBTUDを追加提供した。また、当公社への天然ガス供給は、当公社の天然ガス購入契約が米ドル建てであることによる価格変動に左右される。当公社は、天然ガスへの依存度を低下させるために、追加サプライヤーとの交渉を続け、発電網の拡張を進めているものの、既存発電所向けの十分かつ追加的な天然ガス供給量を確保するため、当公社が必要なインフラ及び供給契約を今後も成立させ、若しくは維持し、又は遅滞なく若しくは緩急を問わず成長戦略を実施することができるという保証はない。

当公社の発電事業の一部は、石炭供給に依存している。第1次電源開発促進プロジェクトでの現行の石炭火力発電所30箇所を操業し、電源開発促進プログラム及び35,000MWプログラムに基づく、ファイナンス・クローズ（融資契約締結済み）となった、契約済みの又は建設中の石炭火力発電所20箇所を建てる計画を成功裏に実施するために、当公社は、合理的な価格で石炭の安定的な供給を確実にする必要がある。インドネシアの石炭埋蔵量が豊富であることから、石炭を海外から輸入することになる場合よりも安い価格で、石炭を現地調達することができるというのが、電源開発促進プログラムの基本的な前提となっている。しかしながら、計画されている拡張の必要想定を満たすためには、電源開発促進プログラムの実施期間中に、現地で利用可能な石炭の量が現行の生産量の2倍以上になる必要がある。当公社が、合理的な価格で又は価格を問わず、これらの発電所に必要な石炭を手に入できなかった場合、電源開発促進プログラムに関連する当公社の予測及び目標を達成できない可能性がある。

また、石炭及び天然ガスの入手可能性についても、当公社のサプライヤーとの間の紛争に左右される。例えば、当公社のバトン石炭火力発電所を擁する当公社の子会社であるPT PJBの主要石炭供給元であったPT アダロ・インドネシア（*PT Adaro Indonesia*）は、石炭の価格をめぐる紛争により、2009年4月にPT PJBへの石炭供給を停止した。2009年7月1日、BANIが、PT アダロ・インドネシアの価格上昇は公正であり、契約価格は2009年7月1日を効力発生日として調整されなければならないとの最終的かつ拘束力を有する意見を表明した。この判決の結果、PT PJBは、その後2年間、PT アダロ・インドネシアからの石炭供給のために約100百万米ドルの追加的な支払を行うことが必要になると見込まれた。2009年7月23日、新価格を反映した両当事者間の契約の付属書が締結され、これに沿ってPT PJBはその後PT アダロ・インドネシアから石炭を仕入れ続けている。石炭の価格は、2018年MEMR規則第25号（その後の2019年MEMR規則第11号による直近の変更を含む。）、石炭基準価格の決定方式に関する2011年鉱物石炭総局長規則第515.K/32/DJB号並びに特定種及び特定需要（マイン・マウス）石炭基準価格の約定指針に関する2014年鉱物石炭総局長規則第480K/30/DJB号により規制され、

また、発電所における石炭活用及び余剰電力購入に関する2017年MEMR規則第19号並びに2021年MEMR令第66.K/HK.02/MEM.B号による変更を含み、石炭の国内需要の充足に関する2021年MEMR令第139.K/HK.02/MEM.B号により廃止され、無効と宣言された2021年の石炭の国内需要の充足に関する2020年MEMR令第255.K/30/MEM号により規制されているものの、当公社、当公社の子会社又は当公社が当事者となるその他の合併会社が操業する石炭火力発電所が、将来同様の紛争に直面しないという保証はない。十分な供給量の天然ガス又は石炭を商業的に許容可能な条件で確保できなかった場合、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を与え得る。

当公社の実際の業績は、本書に記載されている予測及び見積りとは大幅に異なる可能性がある。

本書には、一定の予測、見積り及びその他の将来予想に関する情報が含まれている。当該情報は、当公社の取締役会及び経営陣による想定及び見積り並びに業界で入手可能なデータ及びその他入手可能なデータに基づいている。また、当該情報は、予想される状況及び当公社の方向性に関する当公社の取締役会及び経営陣の判断に基づくものであるが、これらは変更される可能性がある。

これらの予測及び見積りは、多くの想定に基づくものであり、様々な要因（上記「表紙 - 注記 - 将来予想に関する記述及びそれに伴うリスク」に記載されたものを含むがこれらに限られない。）により本質的に不確実性が伴う。これらの要因の多くは、当公社がコントロールできないものであり、将来の経営判断、戦略及び業界の成長に関する想定には、変更される可能性があるものもある。具体的には、資本コストが増加し、プロジェクトが遅延し、生産、能力又は業績が予想どおりに実現されない可能性があるが、これらに限定されない。当公社は、将来予想に関する記述に記載された当公社の経営陣の予想は、当公社が現在入手可能な情報に基づき合理的であると考え、かかる予想が正確である保証はない。当公社の実際の業績が、本書に記載されている予測及び見積りと大幅に異ならないという保証はない。

ルピアの価値の下落は、当公社の事業、財政状態又は経営成績に重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

ルピアの価値の下落は、これまで当公社の事業、財政状態又は経営成績に重大な悪影響を及ぼしており、将来的にも及ぼす可能性がある。1997年半ばにインドネシアで始まった経済危機の最も重大で直接的な原因の一つは、米ドル等その他の通貨に対するルピアの価値の下落及び不安定性であった。ルピアは、1998年1月の1米ドル当たり約17,000ルピアという低水準から、2022年12月31日には1米ドル当たり約15,568ルピアまで多少上昇しているものの、依然として著しく不安定な状態が続いている。

ルピアは一般に自由に交換及び送金可能である（ただし、インドネシアの銀行は、真正な取引を行わない又は投資目的のないインドネシア内外の銀行における非インドネシア国民の口座にルピアを振替えない場合がある。）。しかし、インドネシア銀行は、その政策を推進するため、ルピアの売却又は外貨準備金によるルピアの購入のいずれかの方法で、為替市場に随時介入してきた。インドネシア銀行の現行の変動為替相場制が変更されないこと、米ドルを含むその他通貨に対するルピアの追加的な下落が発生しないこと、又はルピアの価値を安定化、維持若しくは上昇させるために政府が追加的措置を講じることについての保証はなく、追加的措置が講じられたとしても成功するという保証はない。

当公社の収益は全てルピア建てである。しかしながら、IPPからの電力購入、天然ガス、燃料油及び地熱エネルギーの購入などの営業費用並びに維持管理費は、米ドル建て、米ドルに連動する通貨建て、又はその他の外貨建てである。2020年、2021年及び2022年12月31日に終了した年度において、当公社の燃料費のそれぞれ約41.1%、34%及び32%が外貨建てであり、当公社の負債合計のそれぞれ約55.7%、56.5%及び54.8%が外貨建てであった。その結果、その他の外貨に対してルピアの価値が下落した場合、当公社の経済的負担は増大する可能性がある。ルピア安により、外貨建て債務、特に米ドル建て債務の返済コストが上昇する可能性がある。例えば、当公社は2022年12月31日に終了した年度について19,790十億ルピアの為替差損、2021年12月31日に終了した年度について2,676十億ルピアの為替差益及び2020年12月31日に終了した年度について7,742十億ルピアの為替差損を計上したが、これは主に、上記の期間に米ドル及びその他の外貨に対するルピアの価値が下落したことによるものである。

インドネシアの現在の変動為替相場制の変更は、国内金利の著しい上昇、流動性不足、資本若しくは為替管理又は多国籍金融機関による追加的な資金援助の差し控えを招く可能性がある。これらの変化は、経済活動の低下、経済の不況、貸倒れ及び輸入品の価格の上昇を招く可能性がある。上記のいずれかにより、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

当公社の経営陣、従業員及び仲介業者には、告発された者、調査された者又は調査中の者がおり、その中には、不正及び腐敗の有罪判決を受けた者がいるため、当公社が、過去又は将来の事実を発見及び／又は防止できず、当公社の事業に悪影響を及ぼす又は当公社の経営陣の注意をそらす可能性がある。

経営幹部や従業員には、調査を受けた者がおり、その中には過去に腐敗及び不正の罪で有罪判決を受けた者もいる。その結果、個別に懲役や罰金を科されたケースもある。例えば、2019年6月には、当社の旧取締役社長ソフィアン・バシルが、リアウ1蒸気発電所IPPプロジェクトに関する贈収賄スキームに関して被疑者として裁判を提起された。当社はその後バシル氏を解任したが、その後に無罪であると判断された。上記の事案は、当社に制裁や罰則を与えるものではなく、当社の事業に直接関連するものではないが、これらの事案に関する追加調査や訴訟が発生しない、又は、当該調査若しくは訴訟が当社、当社の役員、コミサリス若しくは取締役に対して制裁や罰金を科さないという保証はない。そのような調査又は訴訟が発生した場合に、当社の事業、信用及び評判に悪影響を及ぼす可能性がある。

当社の経営陣、従業員又は当社と取引のある第三者（サプライヤー若しくは仲介業者など）の過去、現在又は将来の不正行為（不正行為、腐敗行為、贈収賄、不正取引、社内の方針・手続の違反及びその他の法令違反など）を発見又は防止することは困難である可能性がある。当社は、贈収賄、腐敗行為その他類似の不正取引を含む違法行為を防止、発見、処罰するための社内方針及び手続を実施している。これらの取り組みにもかかわらず、当社は、違反又は不審な行為若しくは取引を、適時に又は全く、防止、特定又は対応できない可能性がある。腐敗行為、贈収賄若しくは不正取引の事例又はその他の当社の社内方針及び手続の違反若しくは適用法の違反があった場合、当社は財務損失を被る可能性があり、また、政府当局が課す制裁を受ける可能性がある。したがって、当社は、将来的に不正行為、腐敗行為その他の違法行為が発生するリスクに直面し続け、当社の事業、信用、財政状態及び経営成績に悪影響を及ぼす可能性がある。

また、当社の評判は、需要家、投資家、取引先及び従業員を引き付けるために重要である。当社の評判は、特に、「当社の事業 - 法的手続」記載の違法行為、その他の不利な訴訟若しくは規制上の決定又は関連する法執行機関若しくは政府機関による調査若しくは検査の不利な結果など、様々な状況において損なわれる可能性がある。実際の違反行為の有無や訴訟その他の規制措置が、実質的に当社の事業に悪影響を及ぼすか否かにかかわらず、当社の評判に悪影響を及ぼす不利なマスコミ報道が行われた場合、それにより、当社の事業、財政状態及び経営成績に影響を及ぼす可能性がある。特に、契約の帰属や更新に伴う従業員若しくは経営陣の腐敗疑惑又はこれに関連する法執行機関からの調査の可能性について不利な公表があった場合、当社の評判、当社が金融機関やその他投資家から有利な条件で資金を調達する能力又は当社の事業活動を損ねる可能性がある。当社の方針は、法執行当局や政府機関と協力することである。本件の公表又はその他の不利な公表は、たとえ根拠のない事実に基づいて作成されたとしても、当該第三者行為の結果として、当社は、政府又は規制当局の調査又は照会の対象となり、当社が自らを弁護するために多大な時間と多額の費用を被る可能性があり、当社が合理的な期間内にその主張を争う余地もなく反駁することができるという保証はなく、全くできない場合もある。このような不利な公表は、当社の評判を損ない、当社の経営陣の注意をそらす可能性があり、当社の事業の評判、財政状態及び経営成績に悪影響を及ぼす可能性がある。

当社の事業は、ネットワーク損失、盗電及び不可抗力等のオペレーショナル・リスクに左右される。

発電所の事業運営は複雑であり、予期せぬ摩耗、誤用、予期せぬ劣化又は計画外、予定外若しくは強制的な停電の増加、自然災害及び政府の方針の変更などにより、発電設備、送電線、その他機器の故障若しくは不具合、又は、出力若しくは効率性が予想を下回るなど、多くのリスクを伴う。当社は、常にサービスの混乱を克服し、解決するよう努力しているが、これを成功裏に又は適時に行うことができない可能性がある。その結果、当社需要家において停電が発生する可能性がある。例えば、2019年8月4日から5日にかけて、ジャカルタ、バンテン及び西ジャワ州で停電が発生した。これに関連して、当社は、8件の個別の訴訟において被告として挙げられた。その後、このうち6件の訴訟については関連する地方裁判所において判断が下されたが、かかる判断による当社への損害はなかった。残る2件の訴訟において当社に対して不利な判断が下された場合の損害は、約204百万ルピアになると見積もられるため、これらの訴訟が当社の財政状態に重大な影響を与えることはない。当社は、本件に関連する追加の請求が当社に対して提起されないこと、又は上記のリスクのいずれかが顕在化した場合、当該類似の訴訟手続が提起されないことを保証することはできない。このような訴訟において、当社にとって不利となる裁定が下された場合、前例はないものの、当社は需要家に補償を支払わなければならない可能性があり、その場合、当社の財政状態に重大な悪影響を及ぼす可能性がある。当社に有利な裁定が下された場合は、さらなる不服申立ての対象となる可能性があり、その場合、異なる結果となる可能性があり、また予期しない影響を受ける可能性がある。

また、当社は、当社のために電力を発電するIPPと契約を締結しており、当該IPPも、同様のリスクにさらされている。IPPとの契約において、IPPによる出力又は効率性が不具合を起こすこと又は契約レベルを下回る結果となることを想定し、損害賠償について定めているが、当社が被った損失又は損害の全額を補填するには十分でない可能性がある。これらは、当社収益に重大な悪影響を及ぼす可能性があり、当社が現在権利を保有している若しくは将来保有する可能性がある発電所又はその他発電所の運営、維持、修繕費用を増加させ、当期純利益及び当社が利用可能な資金が減少する可能性がある。

さらに、発電機から発生する電力の一部は、ネットワーク損失や盗電などにより失われるため、販売できない。ネットワーク損失とは、当社の配電網の修復に投資することにより、損失を軽減できる技術的な現象で

ある。また、当公社の需要家及び非需要家による盗電も、当公社の利益を減少させている。2022年12月31日現在のシステム電力損失の値は、総生産量の8.7%となっている。ネットワーク損失と盗電を明確に区別することはできないが、当公社は、当公社の業界経験と社内計算に基づき、これらの損失のほとんどは技術的なものであると考えている。当公社が生産する電力量が増加しても、ネットワーク損失や盗電により販売できない場合、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

また、供給源の不足又は適切な輸送手段やインフラの不足により、燃料が不十分又は粗悪になり、当公社の事業運営に悪影響を及ぼす可能性がある。当公社は、事業運営に関連するこれらのリスクの一部に保険を付保しており、将来の事業運営に関連するこれらのリスクの一部に対し、同等規模の発電及び送配電会社に一般的な金額及び適用範囲の保険を維持する又は維持させる予定であるが、当該保険金は、上記のいずれかの事象が発生した場合に生じる収益の減少、費用の増加又はその他の債務を補填するのに十分でない可能性がある。上記の事象はまた、当該保険の適用対象外となる可能性がある。上記のリスクは、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

当公社の事業活動は、インドネシアの中央、州、地方政府の環境保護に関する法律及び規制の対象となっている。

当公社の事業運営は、現在、インドネシアの中央、州、地方政府の環境保護法及び規制の対象となっている。これらの法及び規制は、様々な汚染物質に対して基準レベルの排出料金を課し、適用基準を超える廃棄物の排出に対する段階的な料金を課し、法律、規制又は法令違反に対する罰金の支払を要求し、環境被害を引き起こす特定の活動の中止又は是正を要求する命令に従わない発電所の中央、州又は地方政府による閉鎖の可能性を規定している。

当公社は、様々な環境規制の遵守、当公社の活動の影響に関するAMDAL、RKL及びRPLなどの文書の提出並びにRKL及びRPLの実施状況についての報告が求められている。また、当公社の発電所による汚染状況を監視及び管理するためのシステムを構築することが求められている。AMDALの要求事項を遵守することに加え、2009年法第32号に基づき、当公社は環境ライセンスの取得も要求されている。

当公社は、これらの環境法を全ての重要な点において遵守していると考えている。しかしながら、政府が、環境保護のために追加支出を要とする新たな、より厳格な法令を課さない、又は、環境法を遵守するための費用が実質的に増加しないという保証はない。また、当公社の事業が環境に与える影響に起因する責任を負う可能性がある。環境法令の遵守により、発電所や送配電システムの拡張及び開発が遅れる可能性がある。環境法の遵守に要するコストが増加した場合、又は、当公社の事業が環境に与える影響に起因する負債が発生した場合には、当公社の経営成績に重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

将来の資金調達による大きなレバレッジ及び債務返済義務は、当公社の事業債務に悪影響を及ぼす可能性がある。

当公社の債券の要項に基づく制限があるが、当公社は、将来追加の負債を負うことを認められる。当公社は、最近、地方債の発行及び新たな融資契約の締結により、追加的な資金調達を行っている。連結ベースでの追加的な負債による資金調達及び将来的な当公社のレバレッジの程度は、以下を含むがこれらに限定されない形で当公社を制限し、債権者に重大な影響を及ぼす可能性がある。

- ・ 全般的に厳しい経済状況及び業界状況に対する当公社の脆弱性を高め、これに対応するための当公社の柔軟性を減少させること。
- ・ 事業活動によるキャッシュ・フローの大部分を、当公社の連結負債の元本及び利息の支払に充当することが必要となり、運転資本、設備投資、買収、合併会社又はその他の一般的な事業目的の資金調達のために、当該キャッシュ・フローを利用する可能性が減少すること。
- ・ 当公社の事業、競争環境及び業界の変化に対する計画や対応の柔軟性を制限すること。
- ・ 追加資金の借入を制限し、かかる借入費用を増加させること。

これらの結果若しくは事由その他のいずれかが、当公社の債務の返済能力に重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

当公社は、将来的な事業活動及び資本需要に対して資金を調達し、事業機会及び活動を追求する能力を制限する可能性のある、制限的な負債条項に従う義務が課されている。

当公社の既存債務の要項に基づき、当公社は、特に、以下について制限されており、また今後も制限される。

- ・ 追加債務を負担又は保証すること。
- ・ 一定の担保権を設定又は発生させること。
- ・ 当公社株式に関する配当金又はその他の分配を行うこと。
- ・ 劣後債又は持分の期限前償還又は償還。
- ・ 当公社の制限付子会社から当公社への資産の譲渡に伴う配当金その他の分配、貸付金又は前渡金の支払に対して担保権又は制限を設定すること。
- ・ 特定の資産（制限付子会社の株式を含む。）の売却、リース又は譲渡。
- ・ 関連会社と一定の取引を行うこと。
- ・ 関連のない事業を行うこと又は禁止された活動を行うこと。
- ・ その他の事業体を統合又は合併すること。

当公社はまた、資産合計に対する金融負債総額の比率80.0%以下、利息費用に対する調整後EBITDAの比率2:1又は1.5:1以上、一部の負債については、特定の担保によらない有利子負債に対する発電所・送配電設備の比率150.0%又は125.0%以上といった一定の比率を維持するなど、既存債務の要項で様々な財務制限条項を遵守することが求められている。

これらの条項は、当公社の将来の事業や資金需要に対する資金調達能力及び当公社が関心を持つ可能性のある事業機会や活動を追求する能力を制限する可能性がある。

当公社が燃料油の唯一の供給元であるプルタミナ社と有利な燃料価格交渉を成功させることができない可能性がある。

プルタミナ社は、1945年の当公社設立時から2008年にかけて、燃料油の唯一の供給者であった。当公社は2008年から最近まで、燃料油の供給者を分散化させようとしてきたが、プルタミナ社は現在、当公社の燃料油の全てを供給している。2019年、2020年、2021年及び2022年12月31日に終了した年度の当公社の燃料油消費量は、それぞれ約2,655百万リットル、2,263百万リットル、2,858百万リットル及び2,818百万リットルであった。

当公社は、2007年5月16日、プルタミナ社との間で、当公社の発電所及び支援施設向けに高速ディーゼル油、中間ディーゼル油及び船舶用燃料油の販売及び供給について定めた契約を締結した。同契約は、その後数多くの修正を経て、現在、2023年12月31日まで有効である（以下「プルタミナ契約」という。）。プルタミナ契約の条件に基づき、当公社は、プルタミナ社との間で、翌年初頭の少なくとも1か月前に燃料油の価格を交渉し、最終決定することが求められている。

燃料油価格が合意されない場合は同価格は前年と同額となり、新価格が決まった時点で調整される。毎年プルタミナ社と燃料油の値段を交渉する必要があるため、プルタミナ社が当公社又は当公社の子会社に有利な価格で当公社又は当公社の子会社に燃料を供給し続けるという保証はできず、全く有利ではない価格になる可能性がある。

例えば、プルタミナ社が2014年及び2015年に供給する高速ディーゼル油及び船舶用燃料油の販売価格については、共和国の財務大臣及びMEMRの勧告に従った一方で、2018年から2021年の販売価格については、具体的な算定式に基づいて、当公社とプルタミナ社で合意した。

プルタミナ社との有利な燃料油価格の交渉に成功しない場合、又は燃料需要や燃料価格の上昇に対応できない場合には、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす。

インドネシアに関するリスク

当公社は、インドネシアで設立され、ほぼ全ての資産及び事業拠点をインドネシアに置いている。その結果、インドネシアにおける将来の政治的、経済的、法的及び社会的状況並びに政府による一定の措置若しくは方針の作為又は不作為の可能性が、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

インドネシアのガバナンス法の解釈及び実施は不透明であり、当公社に悪影響を及ぼす可能性がある。

スハルト元大統領政権下において、中央政府は、ほぼ全ての面で国家及び地域行政を支配していた。1998年の政権終焉後、政府は地域自治を強化するために多くの法律を制定した。これらの法律に基づき、地域政府は、国家資産の使用に関してより大きな権限と責任を有し、中央政府とより均衡がとれた公平な財政関係が構築された。新たな規制及びこれらの解釈及び実施は、現行の立法上及び規制上の枠組み並びに現在の解釈及び実施とは著しく異なる可能性がある。当社はまた、特に、当社の事業運営に対する管轄権及び新規又は増額された地方税について、中央政府と地域政府との間で相反する主張に直面する可能性がある。当社が事業運営を展開している地域の政府は、当社の事業運営及び見通しに悪影響を及ぼす規制を採用する又は地域自治法を解釈及び施行する可能性がある。インドネシア内務大臣は、2016年2月16日及び2016年4月4日に、2つの通達を発出した。この通達は、主として、インドネシアの全ての知事及び市長／区長に対し、地域政府及び市長／区長が発出した、投資官僚制及び免許を妨げる全ての地域規制及び法令を撤回／修正するよう指示するものである。当社の事業及び事業運営は、インドネシア全土に展開しており、該当する地域当局が課す可能性のある競合する又は追加の制限、税金及び課徴金によって悪影響を受ける可能性がある。

インドネシアなどの新興市場は、先進市場よりもリスクが大きく、そのリスクが顕在化した場合、その影響により事業が混乱し、投資損失を招く可能性がある。

当社は、これまで、全ての収益をインドネシアでの事業運営から得てきたが、今後もほぼ全ての収益をインドネシアから得るものと予想している。インドネシアのような新興国市場はこれまで高い変動性を特徴としており、その政治的、社会的及び経済的状況は、先進国の経済とは大きく異なる可能性がある。当社の事業、経営成績、キャッシュ・フロー及び財政状態に重要な影響を及ぼす可能性のあるリスクには、以下が含まれる。

- ・ 政治的、社会的及び経済的不安定性
- ・ 為替レートの変動性
- ・ 戦争、テロ及び内戦行為
- ・ 関税、保護主義及び補助金を含む国の介入
- ・ 規制、税制及び法制度の変更
- ・ 安全衛生規則に基づく是正措置に対する責任
- ・ 適切な保険適用範囲の費用及び利用可能性
- ・ 免許、許可及び認可の取得又は更新における困難及び遅延
- ・ 恣意的又は一貫性のない政府の行動
- ・ 輸送、エネルギー、その他のインフラの欠陥
- ・ 資産の収用

一般的に、新興市場への投資は、当該市場への投資に伴うリスクの重要性を十分に理解している洗練された投資家にもみ適している。また、過去には予測不可能であったインドネシアの政治的・社会的発展が急速に変化し、その結果、本書に記載されている情報が比較的早く時代遅れになる可能性があることにも留意する必要がある。新興市場、特にインドネシアへの投資に伴うリスクが顕在化した場合には、当社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす可能性があり、投資額が著しく減少する可能性がある。

インドネシアの政治的・社会的不安定性が経済に悪影響を及ぼし、当社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

1998年のスハルト大統領体制崩壊以降、インドネシアは民主化へ向かい、インドネシアの政治情勢の変化が予測不可能であることを浮き彫りにした政治的・社会的事象をもたらした。インドネシアは、新たな民主主義国家として、様々な社会・政治問題に直面し続けており、時には政治的不安定や社会不安及び内紛を経験している。このような混乱は、インドネシアの政治情勢の変化が予測不可能であることを浮き彫りにしている。インドネシアには多数の政党が存在し、これまでに明らかな過半数を獲得した政党は一党も存在しない。これらの事由は、政治的不安定をもたらし、また近年、全般的な社会不安及び内紛を招いている。

例えば、2000年以降、ジャカルタやその他のインドネシアの都市において、政府及び政府関係者に対する賛成及び反対の立場の両方において、また燃料補助金の削減、国家資産の民営化、汚職防止対策、地方分権化・地方自治、元政府職員やその家族の行動、アフガニスタン及びイラクにおける米国主導の軍事キャンペーン、電力料金の値上げの可能性などの具体的な問題に対して、数千人のインドネシア国民がデモに参加している。これらのデモはおおむね平和的であったが、一部には暴力的なものもあった。2001年6月、政府が燃料価格の

30.0%の引き上げを命じた後、少なくとも19の都市でデモ及びストライキが発生した。2003年1月に、政府が再び燃料価格、電気料金及び電話料金の引き上げを試みた際にも同様のデモが行われた。いずれの場合も、政府は、提案した増額を撤回又は大幅に削減することを余儀なくされた。2005年3月、政府は約29.0%の燃料価格の上昇を実施した。2005年10月、政府は新たな政策を実施し、燃料価格は120.0%上昇した。これを受けて、石油関連の燃料価格の上昇に反対する非暴力的な大衆抗議がいくつか組織され、政府の決定により政治的緊張が生じた。このような事態が将来さらに政治的・社会的に不安定につながらないという保証はない。2011年大統領規則第8号に従い、政府は、電力料金を平均10.0%引き上げ、2010年7月1日から遡及して実施された。一部の当公社の需要家、特に工業用料金の需要家は、料金の引き上げに反対した。その結果、政府は、料金増加の上限を18.0%とすることを決定し、その効力は2010年12月31日までとした。2011年1月以降、料金に上限は設けられていない。料金の引き上げが更なる抗議や改正につながらないという保証はない。追加の料金引き上げは、同様の抗議及び/又は需要家の電力需要の低下を招く可能性がある。このようなデモや将来の不満の種が、さらなる政治的・社会的に不安定につながらないという保証はない。また、インドネシアの一部では、分離主義運動や宗教・民族間の衝突が社会不安及び内紛を引き起こしている。アチェ州及びパプア州（旧イリアン・ジャヤ州）では、分離主義運動支持者とインドネシア軍との衝突が発生している。西パプア州では、分離主義反逆者による活動が継続し、自由パプア運動（OPM）による暴力的な事件が発生するに至っている。近年、政府は、これらの問題地域との交渉（2005年8月に政府及びアチェの分離主義運動の指導者らによってヘルシンキで調印された和平合意を含む。）を進めてきたが、全ての懸案事項の解決には至っておらず、政府と分離派との間で合意に至った条件が維持される保証はない。近年、インドネシアでは、特に、東ティモール（*Timor Leste*）（旧東ティモール（*East Timor*））、アチェ、パプア及びマルクで発生したとされる違反について、上級軍事職を含む人権侵害者が積極的に訴追されるようになっている。しかし、こうした訴追の成功はまちまちであり、解説者及びデモ参加者の多くは、政府がインドネシアにおける人権侵害をより積極的に訴追しなかったことを批判した。

2004年には、インドネシア国民は大統領、副大統領及び議会の代表を初めて直接選出した。インドネシア国民は、また、地方及び地域政府の首長及び代表の直接選出も開始した。選挙活動の活発化は、インドネシアの政治活動の活発化を伴う可能性が高い。2009年4月には、議会の代表者（国、地域及び地方の代表を含む。）を選出する選挙が実施された。2009年7月のインドネシア大統領選挙の結果、スシロ・バンバン・ユドヨノ大統領が再選された。2014年7月の大統領選挙では、ジョコ・ウィドドがインドネシア大統領に選出された。2009年4月、2009年7月、2014年7月の選挙は平和的に実施されたが、近年の2014年の大統領選挙の敗者からの異議申立て、選挙結果の遅延並びにインドネシアの政治キャンペーンは、インドネシアにおける政治的・社会的に不確実性を高める可能性がある。2014年8月、インドネシア憲法裁判所は、2014年8月8日付の2014年決定第1/PHPU.PRES-XII号に基づき、選出された大統領に賛成することを決定した。また、最近では、2017年2月及び4月にジャカルタにおける知事選挙では、宗教色ある大規模な抗議が行われた。インドネシアにおける政治的及び関連する社会的発展は、直接的又は間接的に、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす可能性のある市民的混乱を引き起こす可能性がある。

選挙に関するその他の抗議は、インドネシアの選挙管理委員会（KPU）が2019年の大統領選挙の結果を正式に発表した際に発生した。現職のジョコ・ウィドド大統領が55.5%の得票率で大統領選挙に勝利したことが確認されると、選挙に不正行為があったと訴える声が上がった。2019年5月21日には対立候補者であったプラボウォ・スビアント氏（Prabowo Subianto）の数千人の支持者が中央ジャカルタのタムリン通りにある選挙監視庁（*Bawaslu*）本部の前でデモ集会を開き、ジョコ・ウィドド大統領の大統領選挙からの失格を呼びかけた。暴動を伴ったデモは2019年5月22日に中央ジャカルタで収束した。その後、反対派は、不正行為があったとして、憲法裁判所に選挙結果の異議申立てを行い、インドネシアの政治不信及び政情不安を招いた。2019年6月27日、憲法裁判所は大統領選挙の結果に関する異議申立てを棄却した。

さらに、2019年9月、国民議会はインドネシア刑法及び汚職撲滅法の法案を採決する予定であったが、法案に反対する一連の抗議及びデモが行われて反発を受けた。抗議者らは、刑法案には、市民の自由を脅かし、かつ、憲法裁判所の複数の決定に矛盾する可能性のある複数の条項が含まれていると主張した。また、汚職撲滅法案についても、抗議者らは、汚職の撲滅を本質的に妨げるような不利な要件が含まれていることを根拠に、これを拒絶した。2019年9月23日から2019年9月30日までの間にデモ集会が数回開かれた後に暴動が発生し、複数の警察署及び公共物が破壊された。法案をめぐる論争及び一連のデモにより、政府は法案の採決を延期し、法案を再度改正することに同意した。

直近では、2020年10月及び11月に、新たに公布された雇用創出法に対する抗議が全国的に多発した。当該雇用創出法は、70余りの既存の法律を改正するものであり、官僚的な手続の簡素化及び投資の促進により雇用を創出することを目的としている。抗議者らは、雇用創出法が一般的に既存の労働法を損ない、環境保護を弱める可能性があるとして主張している。雇用創出法の合憲性が複数の事件を通じて憲法裁判所で争われた。2021年11月、裁判所は、そのうちの1つの事件において、政府及び国民議会による法の制定時に手続上の不備（国民の参加を欠いていること、インドネシアの法律では「オムニバス」方式が認められていないことなど）があったとして、雇用創出法を「条件付きの違憲」とした。裁判所は、（ ）雇用創出法は依然として有効であるものの、政府及び国民議会は、必要な手続を満たし、かつ、憲法によって義務付けられている適正な立法の原則に

従うべく、2年以内に当該法律を再度改正する必要がある、()政府は、当該法律に起因関連する追加の措置を留保し、社会に重大な影響を及ぼす新たな施行規則又は戦略的政策の公布を差し控えなければならないと判示した。雇用創出法の改正は、国の立法計画に盛り込まれており、政府は期限内にその改正を完了することを目指している。しかしながら、裁判所の判断の解釈には論争（及び、一定程度の政治的対立）がなされてきた。つまり、政府は、雇用創出法は依然として有効であると主張しているものの、その一方で、多くの学者並びにグループ（労働活動家、NGOなど）は、当該法律及びその施行規則は違憲であり、もはや参照するには及ばず、よって、旧法が改めて有効であると主張している。

インドネシアの政治・社会発展は、これまで予測不可能な状況が続いており、その結果、インドネシア経済に対する信頼は低いままである。政治的不安定の再発は、インドネシア経済に悪影響を及ぼす可能性があり、当公社の事業に悪影響を及ぼす可能性がある。社会的・市民的混乱が将来、また広範囲に発生しない、又はそのような混乱が、直接的若しくは間接的に、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに悪影響を及ぼさないという保証はない。

インドネシアは、地震地帯に位置し、社会不安や経済的損失を招きかねない重大な地質リスク及びその他の自然災害にさらされている。

インドネシア諸島は、世界で最も火山活動が活発な地域の一つである。3つの主要なリソスフェア・プレートの収束帯に位置するため、破壊的な火山、地震、津波又は高波を引き起こす可能性のある重大な地震活動にさらされている。近年、インドネシアでは、大地震をはじめとする多くの自然災害が発生し、津波や火山活動をもたらしている。また、これらの地質学的な事象に加え、豪雨や洪水などのその他の自然災害にも見舞われている。上記のいずれも生命の喪失、多数の人々の退避及び広範な財産の破壊をもたらした。

2017年12月には、北スマトラ州のシナブン山で年間最大の噴火が発生し、2018年2月には大灰雲が発生した。4世紀にわたって沈黙していた火山は、2010年に活発化し、2015年以降絶え間なく噴火し、3,000世帯以上が避難を余儀なくされた。当局は、シナブン山が引き続き火山活動の兆候を示しており、火山噴火の可能性が残っていると指摘している。シナブン山の警報レベルは、急に変更される場合がある。また、2017年9月以降、バリ島のアグン山も噴火し、14万人が避難している。当局は、アグン山が引き続き火山活動の兆候を示しており、火山噴火の可能性が残っていると指摘している。これらの災害により、死亡者及び行方不明者は377名、負傷者は1,005名となった。また、2018年1月には、首都ジャカルタを震源とする大地震が発生し、オフィスやタワーマンション及び病院等から人々がパニック状態で街路に避難した。2018年7月には、ロンボク島を震源とするマグニチュード7.0リヒター・スケール（SR）の地震が発生し、ロンボク島、バリ島、スンパワ島、東ジャワ島の一部で震災が発生した。インドネシアの国家防災庁の報告によれば、地震による死亡者は564名、負傷者は1,886名であった。2018年9月28日、マグニチュード7.4SRが中部スラウェシ州のパルを襲った。地震により津波が発生し、インドネシア国家防災庁（*Badan Nasional Penanggulangan Bencana*）によると、死亡者及び行方不明者は4,340名、負傷者は4,438名となった。2018年12月23日には、スダグ海峡で発生したアナク・クラカタウ火山の噴火に伴う津波が、バンテン州セラン、バンテン州パンデグランテン及び南ランブンの沿岸部を襲い、437名が死亡、10名が行方不明、31,943名が負傷した。2019年、インドネシア全体では4,650件の自然災害が発生した：洪水1,518件、竜巻1,386件、地すべり1,054件、森林及び土地火災597件、干ばつ26件、地震18件、高波及び浸食43件、火山噴火7件、地震及び津波18件。2020年1月の第1週を通して、大量かつ持続的な降水により、ジャカルタ及びその周辺で深刻な洪水が発生し、少なくとも67人が死亡し、40万人近くが避難した。2021年1月には、西スラウェシのマジェネ地域で地震が発生し、105名が死亡した。また、2021年1月から4月にかけてインドネシア各地で洪水、弱い竜巻（*l bel iung*）及び地すべりが発生した。

2021年、国家防災庁は、2021年1月から8月の期間中にインドネシアを襲った自然災害の発生件数は合計で1,805件であったと報告した。その内訳は、洪水733件、異常気象475件、地すべり342件、森林及び土地火災205件、地震23件、高波及び浸食22件、干ばつ5件である。これらの自然災害により、508名が死亡、69名が行方不明、12,881名が負傷、5.8百万名が転出した。最近の地震、気象、自然災害はインドネシアに大きな経済的影響を及ぼしていないが、政府は緊急援助や再定住のために多額の資源を投入しなければならなかった。2019年、2020年及び2021年の国家予算によると、自然災害後の救援活動に関連する政府支出総額は、それぞれ、15.0兆ルピア、5.0兆ルピア及び11.5兆ルピアとなっている。これらの費用の大部分は、外国政府や国際援助機関によって引き受けられている。しかし、そのような援助が今後も継続的に提供されるという保証はなく、また、援助が受給者に適時に提供されるという保証もない。政府が被災コミュニティに外国援助を適時に提供できない場合、政治的・社会的混乱が生じる可能性がある。さらに、復旧・復興活動は、引き続き政府の財政を圧迫し、公的債務の履行能力に影響を及ぼす可能性がある。政府側のかかる不履行又は政府による公的債務支払延期宣言は、当公社を含む多数の民間セクターの借入の債務不履行を引き起こす可能性があり、それにより当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大かつ悪影響を及ぼす可能性がある。

2022年には、3,544件の災害事象（出所：2022年12月31日付インドネシア災害視覚情報データ）が発生し、その内訳は、洪水（1,531件）、異常気象（1,068件）、地すべり（634件）、森林・土地火災（252件）、地震

(28件)、異常波浪・波食(26件)、干ばつ(4件)、火山噴火(1件)だった。この年の災害により、合計6,144,324名が被災者及び避難者となり、861名が死亡し、46名が行方不明となり、8,727名が負傷した。また、災害の影響から切り離すことができないインフラは、被災住宅95,403戸(内訳は、重損20,205戸、中損23,213戸及び軽損51,985戸)、被災施設1,983戸(内訳は、教育施設1,241戸、保健施設95戸及び礼拝施設647戸)、被災事業所163戸、そして被災橋梁342基に上る。インドネシアは、自然現象による災害だけでなく、COVID-19及び口蹄疫といった非自然的要因による災害の克服にも取り組んでいる。

加えて、将来の地質的又は気象的な出来事がインドネシア経済を著しく損なわないという保証はない。インドネシアの人口が多い都市及び/又は金融センターで発生する大規模な地震やその他の地質的混乱や天候に関連した自然災害は、インドネシア経済を著しく混乱させ、投資家の信頼を損なう可能性がある。その結果、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

テロ攻撃及びテロ活動並びに一定の不安定要因により、インドネシアにおける重大かつ継続的な経済・社会不安が継続しており、当公社に重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

米国、英国、パリ、モスクワ、ムンバイ、パリ、タイ及びジャカルタにおけるテロ攻撃、並びに、アフガニスタンにおける米国及び同盟国の軍事的対応、イラクにおける軍事活動の継続及びシリアにおける内戦の継続などにより、東南アジア地域では、重大かつ継続的な経済不安及び社会混乱がもたらされている。これらの事象又はその他の類似の事象がさらに発展した場合、さらなる不安定性を引き起こす可能性がある。米国及び/又はその同盟国による追加的な重大な軍事的若しくはその他の対応、又は更なるテロ活動は、国際金融市場及びインドネシア経済に重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

インドネシアでは、過去20年間に於いて、政府、外国政府並びに国際ホテル、ジャカルタ証券取引所ビル及びジャカルタのソエカルノハッタ国際空港など、外国人が頻繁に利用する公共・商業施設に対する様々な爆弾テロ事件が発生している。2016年1月14日、ジャカルタ中部のサリナショッピングモール付近で多発爆発・銃撃が発生し、8名が死亡、23名が負傷した。イスラム国(ISIL)は責任を認めた。2017年5月24日、東ジャカルタ市のカンブン・ムラユのバスターミナルで2件の爆発事件が発生した。この爆発事件で民間人5名、警察官3名、加害者2名が死亡した。

2018年5月8日、ケラパ・デュアの重警備区刑務所において、ブリモブ(Brimob)及びデンスス88(Densus 88)(インドネシア国家警察の特別警察隊)の複数のメンバーが、156名のテロ捕虜により36時間にわたり人質となった。この事件では、警察官5名と捕虜1名が死亡し、警察官4名が重傷を負った。2018年5月13日、東ジャワ州スラバヤの4つの教会において、4件の自爆テロが発生した。爆破により、民間人15名が死亡し、数十名が負傷した。翌日、スラバヤの警察署で家族による自爆テロが発生した。この事件で4名が死亡し、1名の子どもが助かった。

2018年5月16日、リアウ州の警察本部がテロ組織に襲撃され、警察官1名が殺害され、警察官2名及びジャーナリスト2名が負傷した。この事件では、4名全てのテロリストが殺害されたが、その一方で、同グループの運転手として行動した1名のテロリストが逃亡した。最近では、2019年3月13日、デンスス88は、北スマトラ州のシボルガ市においてテロリスト3名を逮捕した。被疑者の妻が子ども2名とともに自爆し、警察官が1名殺害された。国家警察は、容疑者は、イラク・シリア・イスラム国(ISIS)と関係するネットワークの一員であるとし、その後の総選挙及び当該地域への大統領訪問とは関係ないと考えている。

2021年3月28日、マッカサルにあるカトリック教会の外で2名の自爆犯による自爆テロが発生した。襲撃があったのは日曜日の午前中であり、教会内のミサが終了するところであった。2名の自爆犯はISISとつながりのある過激派宗教団体のメンバーとみられている。2日後の2021年3月31日は、武装した襲撃者1名がジャカルタにある国家警察本部に侵入したが、襲撃者は警察によって直ちに射殺された。

2022年には、地域住民生活の持続可能性を脅かす、パプア州からの分離主義派による実力行使も顕著になった。分離主義派は、インドネシア共和国の領土から分離することを目指している。自由パプア運動(OPM)のメンバーは、自治体及び中央政府との外交を通じ、他国からの支援を求めながら、暴力にも及ぶ様々な闘争を行ってきた。OPMの発足以来、多くの犠牲が出ており、民間人、インドネシア国軍又は国家警察の役人、PT Freeportの区域における鉱山労働者、そしてOPM自体からも、多くの人民が犠牲者となっている。マフッドMD政治・法務・治安担当調整大臣によると、過去3年間に武装犯罪集団(KKB)の暴力行為で死亡した犠牲者は95名であり、詳細には、民間人が59名、インドネシア国軍の軍人が27名で、残り9名は国家警察の警察官だった。振り返ると、KKBは人々に衝撃を与え得る様々な事件を起こしており、2018年には、ンドウガの村で衝突が生じてトランスパプア道路を建設中だったPT Istaka Karyaの作業員31名が殺害された。KKBのメンバーによれば、作業員の一人がKKB記念式典の写真を撮ったことから、これを理由としてKKBのメンバーが段階的に作業員の処刑を行ったという。さらに、2020年には、ンドウガにあるインドネシア軍事基地が攻撃を受けた結果、民間人2名が負傷し、警察官1名も負傷した。

今後、テロ行為が発生しないという保証はない。このようなテロ行為は、インドネシアを不安定にし、かかる不安定化及び混乱への対応を検討する中で政府の内部分裂を増加させることにより、インドネシア及びインドネシア経済に対する投資家の信頼に悪影響を及ぼす可能性がある。過去において、不安定性及び混乱を発生させ、それにつながる暴力行為は、インドネシア経済への投資及び信頼並びに経済動向、ひいては当公社の事業に重大な悪影響を及ぼしており、また今後も及ぶ可能性がある。また、将来のテロ行為は、当公社の資産又は需要家若しくは施設を標的とする可能性があり、当公社の保険契約は、通常、テロ攻撃を対象としていない。当公社の資産、インフラの損壊又は当公社の需要家に対する攻撃などのテロ攻撃が発生した場合、当公社の事業の一部が中断され、当公社の財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

感染症その他の重大な公衆衛生上の問題がアジア（インドネシアを含む。）で発生した場合、当公社の事業及び財政状態に悪影響を及ぼす可能性がある。

アジア等（インドネシアを含む。）で感染症が流行し、旅行制限又は検疫が課される場合、インドネシアの経済活動及び事業活動に悪影響を及ぼす可能性があり、それにより、当公社の収益に悪影響を及ぼす可能性がある。例えば、2004年及び2005年の鳥インフルエンザのアジアでの流行、2009年のインフルエンザA型の流行、2015年の中東呼吸器症候群コロナウイルス（以下「MERS」という。）の流行、ジフテリア（子どもに最も頻発する死に至る可能性の高い疾患）の発生、並びに最近のCOVID-19の世界的流行などである。2014年5月31日現在、政府はインドネシアにおける鳥インフルエンザのヒト症例を197例報告し、そのうち165例が死亡したと報告している。鳥インフルエンザの予防及び管理措置は実施されているが、インドネシアの多くの州で鳥インフルエンザが風土病である限り、動物、特に鳥類及びヒトにおける流行は、随時発生することが予想される。ヒト症例は、2006年に55例、2007年に42例、2008年に24例、2009年に21例、2010年に9例、2011年に12例、2012年に9例、2013年に3例、2014年第1四半期に1例となっており、2011年を除いて毎年減少している。2014年6月5日現在、インドネシアにおけるMERSの報告は確認されていない。インドネシアの19州で発生した疑わしい症例129例のうち、臨床検査で126例の陰性結果が確認され、さらに3例が結果待ちの状態であった。世界的に、WHOは、MERSは19カ国で、計681例の症例が確認されていることを示している。完全に有効な鳥インフルエンザワクチンやMERSワクチンは開発されておらず、パンデミックの可能性を防ぐ前に効果的なワクチンが発見されない可能性がある。世界中のCOVID-19の報告症例数、及びCOVID-19の世界的流行の結果として報告された死亡数は、MERS流行時に観察された数を大幅に上回っている。COVID-19の大流行は、すでにインドネシアにおいて多数の症例及び死亡をもたらしている。現在、COVID-19の世界的流行から回復中であるが、今後、これらの若しくはその他の伝染性の病気又はその他の重大な公衆衛生上の問題が発生した場合、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに悪影響を及ぼす可能性がある。また、伝染病が発生する可能性があるとの認識が、インドネシアを含むアジア諸国の経済状況に悪影響を及ぼす可能性がある。

労働行動主義、混乱又は労働コストの上昇が、当公社の事業、財政状態、経営成績及び見通しに重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

2003年3月、政府は、労働に関する2003年法第13号（以下「労働法」という。）を制定し、その後、従業員が組合を結成し、雇用者からの望ましくない干渉を防止することを可能にする規則を施行した。労働法では、特に、労働協約の交渉にあたり、当公社の従業員の50.0%以上が参加する雇用者及び従業員による二者間会議を義務付け、ストライキのより許容的な手続を定めている。労働組合の結成を認める規則の自由化は、低迷する経済状況と相まって、インドネシアにおける労働不安と行動主義をもたらし、今後も継続することが見込まれる。

2010年4月23日付の、2010年から2012年までに係るPT PLN（ペルセロ）及びPT PLN（ペルセロ）労働組合間の集団労働協約（PKB）及びその補遺とともに、2011年3月14日付の、従業員懲戒規則に関する2010年から2012年までに係る集団労働協約の付属文書は、経営者・従業員及び／又は労働組合間の雇用条件だけでなく権利義務の条件を規定する主要基盤である。2022年10月12日、PT PLN（ペルセロ）の社長及びPT PLN（ペルセロ）労働組合の委員長が、2022年から2024年までに係る集団労働協約に署名した。2022年から2024年までに係る集団労働協約は、PT PLN（ペルセロ）、PT PLN（ペルセロ）労働組合及びPT PLN（ペルセロ）全従業員の間の雇用条件を規定している。また、2022年から2024年までの集団労働協約では、PT PLN（ペルセロ）全従業員に権利義務及び全ての利益の確実性を提供している。

労働法では、雇用者が、州、地域又は市が毎年定める最低賃金を下回る賃金を支払うことは認められていない。最低賃金は、経済の生産性及び成長を勘案して、適切な生活水準の必要性に応じて設定される。しかし、最低賃金の引き上げ額をどのように決定するかについては具体的な規定がないため、最低賃金の引き上げは予測不可能な場合がある。例えば、DKIジャカルタ州政府は、2021年DKI Jakarta州知事令第1517号により、2022年のDKIジャカルタ州の最低賃金を月約4.6百万ルピアに増額し、2021年の最低賃金である月約4.5百万ルピアから4.2%引き上げた。

特に、安全性、清掃、配達人及び労働者に対する費用は、最低賃金の上昇の影響を受ける。地域政府は、最低賃金要件を設定する権限を有し、各暦年の初頭から施行する。過去10年間で、インドネシア各地の最低賃金水準は大幅に上昇した。例えば、ジャカルタの最低賃金は2020年から2021年の間に3.3%、2021年から2022年の間に4.2%増加し、タンゲランの最低賃金は2020年から2021年の間に1.5%、2021年から2022年の間に10.0%増加し、セランの最低賃金は2020年から2021年の間に1.5%、2021年から2022年の間に2.4%増加した。全国的又は地域的な賃金の上昇は、直接的かつ間接的に当公社の営業費用を増加させ、その結果、当公社の利益率を低下させる。

インドネシア及びインドネシア企業の信用格付の低下は、当公社に重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

ムーディーズ及びスタンダード＆プアーズなどの格付会社は、これまでに政府並びに数多くのインドネシアの銀行及びその他企業の様々な信用証券のソブリン格付及び信用格付を引き下げてきた。本書の提出日において、インドネシアのソブリン外貨建長期債務の格付は、ムーディーズが「Baa2（安定）」、スタンダード＆プアーズが「BBB（ネガティブ）」、フィッチが「BBB（安定）」としている。これらの格付は、債務を支払う政府の総合的な財務能力と、支払期日が到来した時点でその金融上の債務を履行する政府の能力又は意欲を反映している。COVID-19の世界的流行が起こる前は、インドネシアのソブリン格付の最近の動向はポジティブであった。フィッチは2017年12月にインドネシアのソブリン格付を「BBB-」から「BBB」に引き上げた。また、ムーディーズは、2018年4月13日にBaa3からBaa2に格上げし、スタンダード＆プアーズは、2019年5月31日にはインドネシアのソブリン格付をBBB-からBBBに格上げした。しかし、コロナウイルスの流行により、スタンダード＆プアーズは2020年4月17日にインドネシアの格付けを「安定」から「ネガティブ」に引き下げた。2022年4月27日、スタンダード＆プアーズは、再度、インドネシアの格付け見通しを「ネガティブ」から「安定」に引き上げた。このような信用格付状況の動的変化は、インドネシアの金融市場の流動性、政府及び当公社を含むインドネシア企業の追加的な資金調達能力並びに追加的な資金調達が可能な金利及びその他の商業条件に悪影響を与える可能性があり、当公社に重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

インドネシアの会計基準はアメリカの会計基準とは異なる点がある。

当公社は、当公社の連結財務書類をインドネシアGAAPに準拠して作成している。インドネシアGAAPは、投資を検討する者が精通しているであろう米国GAAPなどのその他の国の会計原則及び監査基準といくつかの点で異なっている。その結果、当公社の連結財務書類及び報告された利益は、米国GAAPに準拠して報告されるものと著しく異なる可能性がある。本書には当公社の連結財務書類に関する米国GAAPとの調整が含まれておらず、これは、仮にかかる調整を行う場合であっても、インドネシアGAAPに準拠して作成され、提示された本書に含まれる財務情報にとって重要な意味を持つかもしれないインドネシアGAAPと米国GAAPとの差異が明らかになる保証はないためである。

インドネシアの法律では、インドネシアの当事者が関与する契約をインドネシア語で記載することが義務付けられており、当事者が当該合意の外国語版を準拠言語として選択することが認められている。しかし、インドネシアの裁判所で訴訟手続が行われる場合、裁判官が外国語版に基づいて判決を下す保証はない。

2009年7月9日、インドネシア政府は2009年法律第24号を制定した。この法律は、特にインドネシアの民間機関又は個人が関与する覚書及び契約書においてインドネシア語（Bahasa）を使用することを義務付けている。2009年法律第24号第31条の解説では、この文脈における契約書には、国際公開法の枠組みの中で締結された国際協定が含まれると規定している。2009年法律第24号は、（ ）「インドネシアの民間機関」にインドネシアの企業若しくは外国企業のインドネシア支店が含まれるか否か、又は（ ）「契約」に民間の商業契約が含まれるか否かを明記していない。

さらに、2009年法律第24号第31条は、契約書又は覚書に外国の当事者が関与している場合、インドネシア語に加えて、外国の当事者の国語及び／又は英語も利用できると規定している。第31条の解説では、複数の言語で締結される契約の各バージョンは、等しくオリジナルであると記載している。最近では、2019年9月30日に2019年規制第63号が公布されたが、ここでは契約当事者は、当該契約の準拠言語としてインドネシア語版又は外国語版のいずれかを選択できると規定されている。

2013年6月20日、西ジャカルタ地方裁判所は、決定第451/Pdt.G/2012/PN.Jkt.Bar.号を下し、インドネシアの借入人であるPTバングン・カルヤ・プラタマ・レスタリ（PT Bangun Karya Pratama Lestari）（原告）とインドネシア国外の貸付人であるNine AM Ltd（被告）との間の融資契約を無効にした。当該融資契約はインドネシアの法律に準拠し、英語でのみ締結されていた。裁判所は、当該契約が2009年法第24号に違反していると判断し、契約を無効とした。この結論を導くにあたり、裁判所はインドネシアの民法第1320条、第1335条及び第1337条に依拠した。これらの条項を総合的に考えると、とりわけ違法性が認められる契約は無効となる。裁判所は、当該契約が2009年法第24号の求めるところに従ってインドネシア語で作成されていなかったことから、

当該契約は「インドネシア語での契約締結義務」を満たしておらず、当初から無効であったと判示し、有効かつ拘束力のある契約は存在していなかったことを示唆した。

これを受け、被告は、ジャカルタ高等裁判所に控訴した。2014年5月7日、ジャカルタ高等裁判所は、決定第48/PDT/2014/PT.DKI号を下し、地方裁判所の判断を支持した。さらに、2015年10月23日、インドネシア最高裁判所は、自ら下した決定第1572 K/Pdt/2015号により、Nine AM Ltdによる控訴を棄却し、Nine AM Ltd とPT バングン・カルヤ・プラタマ・レスタリとの間の融資契約を取り消した（無効とした）ジャカルタ高等裁判所及び西ジャカルタ地方裁判所の2つの下級裁判所の判断を支持した。インドネシアの裁判所の決定は一般的に拘束力のある判例を構成するものではなく、米国及び英国などのコモン・ローの法域における裁判所の決定とは対照的に、いかなる審級の判断であっても法源を構成するものではない。

当社のインドネシア国内における外貨建支払義務は、制裁措置の対象となる可能性がある。

2011年6月28日、政府は、通貨に関する2011年法第7号（以下「通貨法」という。）を制定した。通貨法第21条第（1）項は、インドネシア国内で行われている金銭その他の金融取引により履行されなければならないその他債務の決済のために、支払として意図された取引毎にルピアを強制的に使用することを義務付けている。さらに、第23条は、ルピアで支払われなければならない支払若しくはその義務の履行、及び／又は支払われたルピアの真正性に疑いがある場合を除きインドネシアにおけるその他の金融取引において、ルピアの受け入れを拒否することを禁止している。第21条第（2）項は、（ ）国家予算を実施する枠組みにおける特定の取引、（ ）オフショア資金源への贈与又はオフショア資金源からの贈与、（ ）国際貿易取引、（ ）外貨銀行預金、及び（ ）国際金融取引について、ルピアの強制的な利用に対する一定の例外を含んでいる。第23条第（2）項は、外貨建債務の支払又は決済が書面により合意されている場合には、ルピアの強制的な使用を免除する追加的な規定を含んでいる。上記に従わない場合、1年以下の懲役及び200百万ルピアを上限とする罰金が科され、違反が企業によって行われた場合、3分の1分の上乗せの懲役と罰金が科される。

2015年3月31日、インドネシア銀行は、2015年6月1日にインドネシア銀行第17/11/DKSP号回覧状（以下「SEBI 17/11/2015」という。）により実施されたBI規則（以下「PBI」という。）17/3/2015を発行した。PBI 17/3/2015では、各当事者は、（ ）支払を目的とする取引、（ ）金銭で行わなければならないその他債務の決済、又は（ ）その他の金融取引（需要家から銀行への様々な金額及び種類のルピアの預金を含む。）を含む、インドネシア領域内で行われる現金及び非現金取引にルピアを使用することが要求されている。PBI 17/3/2015に基づくさらなる要求に従うことを要件として、ルピアを使用する義務は、（ ）国の収益及び支出の実施に関連する一定の取引、（ ）海外の財源からの若しくはそれらへの補助金の受領又は付与、（ ）インドネシア国外からの商品の輸出入及びサービス分野のクロスボーダー取引に関連する活動を含む、国際貿易取引（ ）外貨建ての銀行預金、（ ）国際資金調達取引並びに（vi）適用法に基づいて行われるルピア以外の通貨による取引（とりわけ、従来のシャリーア式銀行に関する適用法に基づいて行われるルピア以外の通貨における銀行の業務活動、適用法に基づいて発行市場若しくは流通市場で政府が発行するルピア以外の通貨での証券、並びにインドネシア銀行に関する法律、投資に関する法律及びレムバガ・ペイアンピア・エクスポル・インドネシア（インドネシア輸出入銀行）に関する法律を含む適用法に基づいて行われるルピア以外の通貨での適用法及びその他の取引を含む。）には適用されない。

加えて、通貨法及びPBI 17/3/2015は、現金取引に関して受領したルピアの真正性に関する不確実性がある場合又は取引当事者が外貨での債務の支払又は決済について書面で合意している場合を除き、インドネシア国内のその他金融取引に関して債務決済のためのルピアの支払を拒否することを禁止している。PBI 17/3/2015の第10条はさらに、両当事者間のかかる書面による合意に基づく免除は、上記の種類の免除された取引又は戦略的インフラ・プロジェクトに関連する取引のうちの1つに関してなされた合意にのみ適用可能であることを説明している。

PBI 17/3/2015は2015年3月31日から適用され、非現金取引にルピアを使用する要件は2015年7月1日から適用されている。2015年7月1日より前に締結された非現金取引についてルピア以外の通貨での債務の支払又は決済に関する規定を含む契約書は、当該契約の満了まで有効に存続する。しかしながら、かかる契約の延長又は修正は、PBI及び決済活動の禁止に従わなければならない。

さらに、SEBI 17/11/2015では、地熱からの電力供給や送配電を含む発電所を含む電力インフラなどの特定のインフラ・プロジェクトに対して、条件付き免除が適用される可能性があることが規定されている。これらの免除は、次の場合に適用される。（a）プロジェクトが、プロジェクトの所有者に関する関係省庁/機関からの正式な確認書により証明されるように、中央又は地方政府によって戦略的インフラ・プロジェクトとして宣言されており、かつ（b）インドネシア銀行から免除承認が得られている場合。

現金取引においてルピアを使用する義務を遵守しない場合、罰金及び懲役の形で犯罪者に制裁を科すことがある。非現金取引におけるルピアの使用義務の不履行は、（ ）書面による警告、（ ）罰金、又は（ ）支払行為の禁止という形で行政処分の対象となる。インドネシア銀行はまた、非現金取引においてルピアを使用

する義務を遵守しない当事者の営業許可を取り消し、又は営業活動を停止するよう関係当局に勧告することができる。

当社は、インドネシア国内において、ツー・ステップ・ローン、ペンバンギタン・タンジュン・ジャティB社とのリース契約、並びに一部のガス供給契約、PPA及び予備部品の契約に基づき、米ドル建ての支払義務を負っている。当社がルピアで当該決済を行うことを通貨法により要求される場合、当社はこれらの契約に基づく当社の支払義務に違反する可能性がある。

投資家はインドネシア国外で当社に対する送達又は特定の判決の執行を行えない可能性がある。

当社は、インドネシアに設立された国有の有限責任会社であり、当社の資産及び事業拠点をインドネシアに置いている。また、当社の全てのコミサリス及び取締役はインドネシアに居住している。その結果、投資家が、インドネシア国外で、当社若しくは当社のコミサリス及び取締役に対して令状（判決を含む。）の送達を行うこと、又はインドネシア国外の裁判所で獲得した判決を当社若しくは当社のコミサリス及び取締役に対して執行することは難しい可能性がある。

当社がインドネシアの法律顧問から受領した助言によれば、インドネシア国外の裁判所による判決は、インドネシアの裁判所において執行することはできないが、原請求に関する手続の非確定的証拠としてインドネシアの裁判所で容認される可能性はある。しかしながら、インドネシアの裁判所に提起された訴訟の原訴訟がインドネシア以外の民事責任又は法域のみに基づいている場合、インドネシアの裁判所が当該訴訟について判決を下すか否かは疑問である。従って、債券保有者は、インドネシアの裁判所において、当社又は当社のコミサリス及び取締役に対する請求を行う必要があるだろう。インドネシアの法律に基づいて認められる請求又は救済措置が他の法域で認められるものと同一又それより広範囲なものとなる保証はない。

インドネシアの法理又はインドネシアの裁判所による当該法理の実際の運用は、米国又は欧州連合内で適用されるものと大きく異なっている。インドネシアの法制度は成文法に基づく大陸法の制度であり、判決が下された訴訟事件は拘束力のある判例を構成せず、体系的に公表されない。インドネシアの商法及び民法は歴史的には1945年のインドネシアの独立以前に有効であったオランダの法律に基づいていたため、現代の金融取引及び金融商品の複雑な仕組みを反映するための改正がなされていないものがある。インドネシアの裁判所は、現代の金融取引及び金融商品の複雑な仕組みに関して、必ずしも他国の裁判所と同程度の審理経験を有しているわけではなく、高度な商取引又は金融取引に精通していない可能性がある。そのため、実際のところ、インドネシアの法理の解釈及び適用に不透明性がある。インドネシアの法律の適用は、取引当事者の誠実さ及び公序良俗などの主観的な基準に依拠しているため、その実際の効果を予測することは困難又は不可能である。裁判所及び政府機関による法令の管理はかなりな程度の裁量に服する可能性がある。インドネシアの裁判所に提起された訴訟手続がどの程度の期間で終結するかは確かでなく、インドネシアの裁判所に提起された訴訟手続の結果は、他の法域における同様の訴訟手続の結果よりも不透明となる可能性がある。インドネシアの裁判官は糾問主義の下で審理を行い、非常に広範な事実認定権限を有しており、当該権限の行使方法に関して高い水準の裁量権を有している。実際のところ、インドネシアの裁判所の判決は、訴訟事件で提起された問題に関する法的及び事実的な分析について明確に説明することを省略する場合がある。そのため、インドネシアの裁判所及びインドネシアの政府機関による法令の管理及び執行は、相当程度の裁量及び不透明性を伴う可能性がある。

さらに、インドネシアの裁判制度における汚職は一般に入手可能な情報源において広く報告されている。したがって、投資家は自身の法的権利の適時かつ公正な行使を確保できない可能性がある。

インドネシアのコーポレート・ガバナンス基準は、特定の他国のものとは異なる場合がある。

インドネシアにおけるコーポレート・ガバナンス基準は、取締役会、コミサリス会及び監査委員会の独立性、並びに社内外の報告基準など、その他の法域で適用されるものと重要な点で異なる可能性がある。従って、インドネシアの企業の取締役及びコミサリスは、一般的に株主の利益と相反する利害を有する可能性が高く、その結果、債権者の利益に反する行動をとる可能性がある。

(C) 主要な財務データ及び情報

以下の検討は、（ ）下記「（４）業務の概況 - （D）経営者による財政状態及び経営成績の検討及び分析 - 負債」の項目、並びに（ ）本書の別の箇所に含まれる、2020年、2021年及び2022年12月31日現在並びに同日に終了した各年度に係る当社の監査済連結財務書類並びにそれらの注記と併せて読まれない。2020年から2022年までの12月31日現在及び同日に終了した各年度に係る当社の連結財務書類は、本書の別の箇所に含まれる監査報告書の訳文に記載されているとおり、インドネシア公認会計士協会が定めた監査基準に従って、タヌディ

レジャ・ウィビサナ・リンティス・アンド・レカン（*Tanudiredja, Wibisana, Rintis & Rekan*）（PwCインドネシアのメンバー）により監査されている。

本書の別の箇所に含まれる、2020年、2021年及び2022年12月31日現在並びに同日に終了した各年度に係る当公社連結財務書類は、インドネシアGAAPに準拠して作成されており、当公社の報告通貨であるルピアで表示されている。インドネシアGAAP / IFASは、日本GAAPを含むインドネシア以外の国及び管轄区域で一般に公正妥当と認められている会計原則とは、いくつかの点で異なる。投資の意思決定にあたっては、本募集の条件及び本書に記載されている財務情報について、購入者自身の審査に依拠しなければならない。インドネシアGAAP / IFASと、日本GAAPを含む購入者がより精通しているその他のGAAPとの相違、及びこれらの相違が本書に記載されている財務情報にどのような影響を与えるかについては、ご自身のファイナンシャル・アドバイザーに相談すべきである。

単に便宜上、本項ではルピアの一部の金額を米ドルに換算している。

損益及びその他の包括利益計算書

	12月31日に終了した年度							
	2020年		2021年			2022年		
	ルピア	% ⁽¹⁾	ルピア	% ⁽¹⁾	米ドル ⁽²⁾	ルピア	% ⁽¹⁾	米ドル ⁽²⁾
（単位：十億ルピア及び百万米ドル）								
収益								
電力売上	274,898	79.6	288,863	78.5	18,526	311,057	70.5	19,950
需要家接続手数料	313	0.1	493	0.1	32	857	0.2	55
その他	4,312	1.2	4,427	1.2	284	6,735	1.5	432
収益合計	279,523	80.9	293,783	79.8	18,842	318,650	72.2	20,437
営業費用								
燃料・潤滑油費	(106,014)	(30.7)	(118,419)	(32.2)	(7,595)	(151,377)	(34.3)	(9,709)
購入電力費	(96,250)	(27.9)	(103,553)	(28.1)	(6,641)	(130,230)	(29.5)	(8,352)
リース	(5,503)	(1.6)	(4,772)	(1.3)	(306)	(2,793)	(0.6)	(179)
維持管理費	(21,941)	(6.4)	(22,601)	(6.1)	(1,450)	(23,949)	(5.4)	(1,536)
人件費	(24,966)	(7.2)	(25,093)	(6.8)	(1,609)	(24,885)	(5.6)	(1,596)
減価償却費	(36,663)	(10.6)	(38,327)	(10.4)	(2,458)	(40,993)	(9.3)	(2,629)
使用権資産 減価償却費	(2,480)	(0.7)	(3,114)	(0.8)	(200)	(3,064)	(0.7)	(197)
その他	(7,192)	(2.1)	(7,239)	(2.0)	(464)	(8,903)	(2.0)	(571)
営業費用合計	(301,008)	(87.1)	(323,119)	(87.8)	(20,723)	(386,194)	(87.5)	(24,769)
補助金計上前営業損失	(21,485)	(6.2)	(29,336)	(8.0)	(1,881)	(67,554)	(15.3)	(4,332)
政府からの 電力補助金	47,988	13.9	49,797	13.5	3,194	58,832	13.3	3,773
受取補償金	17,905	5.2	24,594	6.7	1,577	63,650	14.4	4,082
営業利益	44,407	12.9	45,055	12.2	2,890	54,938	12.5	3,523
その他利益（費用）								
- 純額	1,917	0.6	(4,922)	(1.3)	(316)	2,842	0.60	182
金融収益	1,126	0.3	787	0.2	50	687	0.2	44
金融費用	(27,416)	(7.9)	(20,376)	(5.5)	(1,307)	(17,135)	(3.9)	(1,099)
為替差損益								
- 純額	(7,742)	(2.2)	2,676	0.7	172	19,790	(4.5)	(1,269)
税引前利益 / （損失）	12,292	3.6	23,221	6.3	1,489	21,542	4.9	1,382
税務便益 （費用）	(6,298)	(1.8)	(10,046)	(2.7)	(644)	(10,046)	(2.7)	(644)
当期 / 当年度利益	5,993	1.7	13,175	3.6	845	11,495	2.2	737
当公社株主に帰属する当 期 / 当年度利益	5,951	1.7	13,129	3.6	2,380	14,334	3.2	919

非支配持分に帰属する当期 / 当年度利益	43	0.0	46	0.0	5	81	0.0	5
合計	5,994	1.7	13,175	3.6	2,385	5,408	3.3	347
基本的 1 株当たり利益 (全額ルピア)	48,439		96,972			99,339		

(注)

(1) 収益合計、政府からの電力補助金及び受取補償金に対する比率。

(2) 便宜上、2021年12月31日に終了した年度及び2022年12月31日に終了した年度に係るルピア金額は、1米ドル=15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

財政状態計算書

12月31日現在				
2020年	2021年 ⁽¹⁾		2022年	
ルピア	ルピア	米ドル ⁽²⁾	ルピア	米ドル ⁽²⁾

(単位：十億ルピア及び百万米ドル)

資産：

固定資産

有形固定資産	1,401,888	1,427,058	91,525	1,433,049	91,909
使用権資産	31,194	29,763	1,909	29,005	1,860
関連会社及び共同支配企業に対する投資	14,113	17,810	1,142	24,243	1,555
投資不動産	5,409	5,451	350	5,623	361
前払税金	8,898	17,112	1,098	11,352	728
繰延税金資産	195	265	17	427	27
関係当事者に対する債権	1,309	1,160	74	1,288	83
制限付現金及び定期預金	5,883	4,862	312	4,455	286
その他の債権	886	1,146	73	1,348	86
政府に対する債権	17,275	18,255	1,171	2,588	166
その他の固定資産	4,635	4,422	284	5,369	344
固定資産合計	1,491,686	1,527,305	97,954	1,518,748	97,406

流動資産

現金及び現金同等物	54,735	37,968	2,435	51,503	3,303
制限付現金	-	206	13	302	19
短期投資	367	298	19	533	34
売掛債権	21,278	23,802	1,526	24,757	1,588
政府に対する債権	819	8,300	532	18,883	1,211
電力補助金に係る債権	-	-	-	-	-
補償債権	-	-	-	-	-
その他の債権	1,746	1,250	80	1,369	88
棚卸資産	10,277	10,393	667	17,535	1,125
前払税金	7,288	2,702	173	3,524	226
前払費用及び前受金	641	809	52	647	41
関係当事者に対する債権	77	183	12	231	15

その他の流動資産	-	-	-	107	7
流動資産合計	97,229	85,911	5,510	119,391	7,657
資産合計	1,588,915	1,613,216	103,464	1,638,139	105,063

資本：

親会社株主に帰属する持分

株式資本 - 額面金額 1 株当たり百万
ルピア

授權資本 - 439,000,000株引受済か

つ払込済資本 - 2020年12月31日現在

135,342,182株及び2019年12月31日

現在115,181,002株

135,342 135,461 8,688 145,536 9,334

払込剰余金 5,217 35 2 35 2

非支配株主との取引に係る価値の差 - - (2) (0)

発行手続における政府による
株式引受 - 10,075 646 5,000 321

利益剰余金（処分済） 64,657 64,657 4,147 64,657 4,147

利益剰余金（未処分） 71,929 84,962 5,449 99,438 6,378

その他の包括利益 661,734 685,408 43,959 675,695 43,336

非支配持分 934 1,009 65 1,092 70

資本合計 **939,813** **981,607** **62,956** **991,451** **63,587**

負債：

固定負債

繰延税金負債 31,746 45,576 2,923 48,427 3,106

長期負債 - 一年以内返済借入金控除
後：ツー・ステップ・ローン 35,502 31,779 2,038 30,182 1,936

政府及びノンバンク政府系金融機関
借入金 3,649 2,928 188 2,203 141

リース負債 14,036 10,472 672 8,414 540

銀行借入金 154,490 139,045 8,918 122,437 7,853

債券及びスクーク・イジャラ 192,850 187,735 12,040 198,471 12,729

購入電力費未払金 6,098 5,711 366 5,712 366

KIK - EBA借入金 656 - - - -

関係当事者未払金 9 - - - -

繰延収益 5,644 13,271 851 20,060 1,287

従業員給付債務 54,609 48,088 3,084 65,039 4,171

その他の支払債務 182 466 30 672 43

固定負債合計 **499,473** **485,071** **31,110** **501,617** **32,171**

流動負債

買掛金

関係当事者 10,163 20,567 1,319 15,212 976

第三者 28,985 27,338 1,753 35,871 2,301

未払税金 1,747 1,999 128 2,286 147

未払費用 6,990 6,529 419 7,354 472

需要家保証金 14,802 15,584 999 16,539 1,061

プロジェクト費用未払金 154 115 7 2,097 134

繰延収益	1,618	741	48	1,143	73
デリバティブ負債	328	107	7	-	-
一年以内返済の長期債務：ツー・ステップ・ローン	3,033	2,920	187	3,002	193
政府及びノンバンク政府系金融機関借入金	2,417	1,961	126	1,426	91
リース負債	4,450	4,570	293	4,448	285
銀行借入金	18,817	26,841	1,721	29,973	1,922
債券及びスクーク・イジャラ	14,970	5,420	348	2,863	184
購入電力費未払金	428	428	29	458	34
KIK - EBA借入金	871	570	37	-	-
従業員給付債務	8,960	10,321	662	9,311	597
その他の支払債務	30,895	20,499	1,315	13,017	835
流動負債合計	149,630	146,538	9,398	145,071	9,304
負債合計	649,102	631,609	40,509	646,689	41,476
負債及び資本合計	1,588,915	1,613,216	103,464	1,638,139	105,063

(注)

- (1) 便宜上、2021年12月31日現在及び2022年12月31日現在のルピア金額は、1米ドル=15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。
- (2) 2021年12月31日に終了した年度の財務書類は、2022年度の連結財務書類の表示と一致するように組み替えられている。

キャッシュ・フロー計算書

	12月31日に終了した年度				
	2020年	2021年 ⁽¹⁾		2022年	
	ルピア	ルピア	米ドル ⁽²⁾	ルピア	米ドル ⁽²⁾
(単位：十億ルピア及び百万米ドル)					
営業活動によるキャッシュ・フロー	91,610	68,621	4,401	97,71	6,267
投資活動に使用したキャッシュ・フロー	(69,016)	(59,552)	(3,819)	(54,764)	(3,512)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(14,620)	(25,881)	(1,660)	(30,092)	(1,930)

(注)

- (1) 2021年12月31日に終了した年度の財務書類は、2022年度の連結財務書類の表示と一致するように組み替えられている。
- (2) 便宜上、2021年12月31日に終了した年度及び2022年12月31日に終了した年度に係るルピア金額は、1米ドル=15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

主要な財務データ

(政府からの電力補助金計上後) 営業利益の、記載された期間における調整後EBITDA及びその他の財務データとの調整は以下のとおりである。

	12月31日に終了した年度				
	2020年	2021年		2022年	
	ルピア	ルピア	米ドル ⁽⁶⁾	ルピア	米ドル ⁽⁶⁾
(単位：十億ルピア及び百万米ドル)					
営業利益	44,407	43,853	2,813	54,938	3,523
減価償却費	36,663	38,327	2,458	40,993	2,629

使用権資産					
減価償却費	2,480	3,114	200	3,064	197
償却費	194	218	14	371	24
数理計算上の従業員給付費用 - 支払額控除後	3,009	2,453	157	1,489	95
調整後EBITDA⁽¹⁾	86,753	87,965	5,542	100,855	6,468
営業利益 / 調整後収益 (%) ⁽²⁾	12.9	11.9	-	12.5	-
調整後EBITDAマージン ⁽³⁾ (%)	25.1	24.0	-	22.9	-
借入金総額 (借入金総額及び資本合計) ⁽⁴⁾ (%)	32.4	29.9	-	29.2	-
資本合計に対する借入金総額 (%)	48.0	42.7	-	41.3	-
調整後EBITDAに対する借入金総額 (倍率)	5.2	4.8	-	4.1	-
調整後EBITDAに対する純借入金総額 ⁽⁵⁾ (倍率)	4.6	4.3	-	3.5	-

(注)

- (1) 当社は、調整後EBITDAを、営業利益に減価償却費、償却費及び数理計算上の従業員給付費用 - 支払額控除後を加算したものと定義している。当社は、調整後EBITDAの表示により、資本構成の変動（支払利息に影響する。）、税務ポジション（実効税率又は純営業損失の変動の期間又は企業に及ぼす影響など）並びに有形資産及び繰延費用の経過年数及び帳簿上の減価償却（相対的な減価償却費及び償却費に影響する。）による潜在的差異を消去することにより、業績の期間毎の及び企業間の比較が容易になると考えている。特に、当社の調整後EBITDAの表示は、繰延費用の償却、数理計算上の従業員給付費用 - 当期中における数理計算上の仮定から生じる支払額控除後、及び公益事業の資本集約的性質から生じる減価償却費などの非現金項目を消去している。また、当社の調整後EBITDAの表示は、負債返済能力の有用な補足措置であると考えている。最後に、当社の調整後EBITDAは、証券アナリストや投資家が類似企業の評価に頻繁に用いていると考えられるため、当社はそれを提示している。
- (2) この比率の算出に用いた「調整後収益」は、収益合計と政府からの電力補助金の合計である。
- (3) 調整後EBITDAマージンは、調整後EBITDAを調整後収益で除して算出している。
- (4) 借入金総額には、ツー・ステップ・ローン、政府借入金、債券、銀行借入金及びミディアム・ターム・ノート、特定のリース負債及び購入電力費未払金が含まれる。
- (5) 純借入金総額は借入金総額から現金及び現金同等物を差し引いたものをいう。
- (6) 便宜上、2021年12月31日に終了した年度及び2022年12月31日に終了した年度に係るルピア金額は、1米ドル = 15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

主要な営業データ

	12月31日に終了した年度		
	2020年	2021年	2022年
(単位：MW、%、GWh及び平均販売単価を除く。)			
設備容量⁽¹⁾			
PLN	45,616	45,831	46,077
IPP ⁽²⁾	17,720	18,722	22,962
システム設備容量合計⁽³⁾	63,336	64,553	69,040
ピーク需要⁽⁴⁾	38,799	41,065	42,326
純出力可能容量⁽⁵⁾	52,263	57,679	61,726
供給予備容量	24,537	23,488	26,714
供給予備率⁽⁶⁾	63.24%	57.20%	63.11%
運転予備率⁽⁷⁾	34.70%	40.46%	45.84%
平均需要⁽⁸⁾	31,290	33,045	35,160
販売電力量 (GWh)	245,041	257,634	273,761
平均販売単価 (ルピア / kWh)	1,067	1,083	1,137

(注)

- (1) 設備容量は、プラント及び設備に重大な損害を与えるリスクなしに継続的に維持される可能性のある、合計出力レベルを表す。
- (2) 該当するIPP契約に規定された契約容量を表す。
- (3) システム設備容量合計は当社の設備容量とIPPの設備容量を表す。
- (4) ピーク需要とは、各システムの期中の任意の時点における実際の最大ピーク需要の総計を表す。

- (5) 純出力可能容量は、定格容量及び関連するIPP契約に明記されているIPPの契約容量を表す。
- (6) 供給予備率は、システム設備容量合計とピーク需要との差をピーク需要に対する割合で表したものに等しい。
- (7) 運転予備率は、純出力可能容量とピーク需要との差をピーク需要に対する割合で表したものに等しい。
- (8) 平均需要は期中の当公社システムの平均需要に等しい。

主要な業績データ

	12月31日に終了した年度		
	2020年	2021年	2022年
等価計画外停止率（％） ⁽¹⁾	3.97	5.51	4.38
設備利用率（％）	49.40	51.19	50.93
送配電損失（％） ⁽²⁾	8.02	7.29	7.40
配電損失（％） ⁽²⁾	6.07	5.44	5.60
送電損失（％）	2.08	1.97	1.92
SAIFI（需要家当たり頻度）	9.25	9.50	5.62
SAIDI（需要家当たり時間）	12.72	9.00	7.72
従業員1人当たり需要家数	1,801	1,934	2,003

(注)

- (1) ジャワ・バリのみ。2022年12月31日現在、本データを提供する統合接続システムはジャワ・バリでしか完了していない。
- (2) 2020年、2021年及び2022年12月31日に終了した年度の配電損失には、エネルギーミニマム（以下「E-min」という。）は含まれない。E-minは後払需要家のエネルギー使用量に係る毎月の料金であり、設備のエネルギー容量の40時間で設定されている。

(D) 経営者による財政状態及び経営成績の検討及び分析

以下の検討は、上記「主要な財務データ」の項目、並びに本書の別の箇所に含まれる当公社連結財務書類及び関連注記と併せて読まなければならない。2020年、2021年及び2022年12月31日現在及び同日に終了した各年度に係る当公社連結財務書類は、タヌディレジャ・ウィビサナ・リンティス・アンド・レカン（PwCインドネシアの一員）により監査されており、それぞれの年度において、本書の別の箇所に含まれる監査報告書の訳文に記載されているとおり、インドネシア公認会計士協会が定めた監査基準に従っている。

この検討は、本書の上記「(B) リスク要因」の項目に記載されているものを含むがそれらに限定されない多数のリスク及び不確実性の対象となる将来予想に関する記述を含んでいる。実際の業績等は、将来予想に関する記述に含まれるものと大きく異なる可能性がある。

「2020年」、「2021年」及び「2022年」は、特記しない限り、それぞれ2020年、2021年及び2022年12月31日に終了した各会計年度を指している。

単に便宜上、本項ではルピアの一部の金額を米ドルに換算している。

概要

当公社は、インドネシアの国営電力会社であり、国営企業省が代表する政府による100%国有企業である。当公社は、発電所の建設、発電、送電、配電及び電力の小売など、インドネシアにおける公共の電力及び電力インフラの大半を提供している。当公社は、インドネシア最大の発電事業者であり、2022年12月31日現在の発電容量は約46,078MW（IPP電力供給契約を締結したIPPの発電容量を除く。）で、これはインドネシアの総発電設備容量69,040MWの67%以上を占め、需要家の数は約86百万である。当公社は、2022年12月31日現在、燃料油火力発電所、天然ガス火力発電所、石炭火力発電所、地熱発電所、水力発電所及びその他の発電所を含む、インドネシアにおける6,928の発電設備から成る1,767の発電所を所有及び運営している。また、当公社は、発電所を所有する民間企業であるIPPによりインドネシアにおいて発電された電力のほとんどを買い取っている。当公社は、2022年12月31日現在、インドネシアで操業するIPPとの間で、107の重要なIPP電力供給契約を締結しており、総契約容量は20,177MWである。

2020年、2021年及び2022年12月31日に終了した各年度の生産量は以下のとおりである。

12月31日に終了した年度		
2020年	2021年	2022年
(単位：GWh)		

PLN施設

燃料油	4,368	6,207	5,711
石炭	112,826	113,069	114,420
天然ガス	37,880	40,242	39,655
水力	11,949	11,869	13,175
地熱及びその他	5,600	6,097	6,534
PLN生産量合計	172,622	177,485	179,496
他社からの購入 ⁽¹⁾	102,229	111,985	128,507
総発電量	274,851	289,471	308,002
補助的使用 ⁽²⁾	(10,758)	(11,452)	(12,188)
送配電損失	(22,510)	(35,266)	(38,379)
販売電力量	243,583	257,634	273,761

(注)

(1) 他社からの正味購入量（IPP、レンタル及びプロジェクト）。

(2) 発電所、送配電変電所の使用を含む。

下表は、2022年12月31日現在の当公社の発電所の設備容量（レンタル発電機を含み、IPPからの契約容量を除く。）を示したものである。

発電所の種類	2022年12月31日現在						
	燃料の種類						
	石油	石炭	ガス	地熱	水力	その他	合計
	(単位：MW)						
コンバインドサイクル	-	-	11,723	-	-	-	11,723
ディーゼル	4,970	-	1,550	-	-	-	6,520
地熱	-	-	-	579	-	-	579
ガスタービン	1,214	-	1,608	-	-	-	2,822
水力タービン	-	-	-	-	3,597	-	3,597
蒸気タービン	360	18,924	1,225	-	-	-	20,509
その他	-	-	-	-	-	29	29
合計	6,544	18,924	16,106	579	3,597	29	45,779

当公社は、インドネシアで最も人口の多い地域である、ジャワ・バリ、北スマトラ、南スマトラ、西カリマンタン、中央カリマンタン、東カリマンタン、北スラウェシ、南スラウェシの8つの主要グリッドを運営している。インドネシアの総人口の約57.9%（約160.7百万人）がジャワ島及びバリ島に居住しており、これらの2つの島は当公社の2022年の総需要家消費電力の約61.84%を占めている。2022年12月31日現在、当公社は約68,206kmの送電線及び約1,033,662kmの配電線を管理している。

当公社の電気料金は、政府により定められた電気料金単価に基づいている。電気料金単価は、2020年MEMR規則第3号により変更された2016年MEMR規則第28号で規定されている。ただし、政府が定めた料金は、しばらくの間、当公社の生産コストを下回る水準に電力料金が設定されている特定の家庭用料金の需要家に対して、当公社が販売するエネルギーの生産コストを賄うには不十分であった。しかしながら、当公社は、雇用創出法第120条により変更された2003年法第19号の意義の範囲内においてPSOを遂行している。2003年法第19号は、PSOが商業的に実行可能でない場合、政府は、補助金対象外の需要家に当公社が販売する電力の生産コストと、政府が設定した料金に基づいて当公社が徴収を認められている電気料金の予想マージンを含む、当公社が負担する費用を全て補償する義務を負っている。加えて、政府は、補助金対象需要家に当公社が販売する電力の生産コストと、政府が設定した料金に基づいて当公社が徴収を認められている電気料金との差額を当公社に助成する義務を負っている。この補償には、設備投資に関連する借入金の財務費用に充当するための、電力費用を7.0%上回るよう設定されたPSOマージンが含まれている。補助金の仕組みは、2021年財務大臣規則第178/PMK.02号に規定されている。また、当公社は、監査委員会の監査結果に基づき、商業的に不採算な業務について政府に補償を請求することができる。かかる補償の仕組みは、2022年財務大臣規則第159/PMK.02号に規定されている。

当公社の電力料金には、需要家の類型に基づき、家庭用、工業用、商業用及び公共用（官公庁、病院など）の4種類がある。需要家の類型別に、月額最低料金又は要求料金及び従量料金のいずれかがある。また、以下に記載されるとおり、特別サービス料金もある。

- ・ **需要料金**：固定需要料金（1kVA当たりルピア／月）については、電力接続容量に応じて料率変動する。この料金は、当公社が補助金を受領する容量が450VA又は900VAの需要家など小口家庭用料金の需要家にも適用される。
- ・ **従量料金**：従量料金（1kWh当たりルピア）については、需要家区分に応じて固定料率を請求する。当公社は、午後6時から午後10時までのピーク利用の料金を、大口の工業用、商業用及び公共用料金の需要家について増額するが、家庭用料金の需要家については増額しない。
- ・ **最低支払額**：容量が450VA又は900VAの需要家以外の各需要家に対しては、毎月最低支払額を請求する。最低支払額は、40時間の固定期間と接続VAを1,000で除した値に、適用される電気料金を乗じた金額である。
- ・ **特別サービス料金**：特別な事情について、また特に特別なサービスを必要とする商業用又は工業用料金の需要家に対して請求する特別サービス料金（1kWh当たりルピア）がある。この料金は、企業間取引アプローチに基づいている。

経営成績及び財政状態に影響を与える要因

多くの要因が当公社の経営成績及び財政状態に影響を与えるが、これには以下が含まれる。

電気料金

当公社の収益は、当公社が請求することが認められている電気料金により大きく影響される。インドネシアでは、電気料金はMEMRが提案し、インドネシア大統領が決定する。MEMRの規則に従って、販売価格を少なくとも対応する生産コストに等しくするために、電気料金は定期的に及び／又は四半期毎に調整される。2020年MEMR規則第3号は、2017年及び2018年に係る電気料金を定めている。政府は13種類の需要家に料金調整制度を適用した。その結果、当該需要家への電力の供給に際して、当公社が2003年法律第19号の範囲内でPSOを行うことを理由に、政府は、当公社に対して、当該生産コストとそれを下回る水準で設定された料金との差額を補填する電力補助金の支払を行い、また、設備投資に関連する借入金の財務費用に充当するための、電力費用を7.0%上回るよう設定されたPSOマージンの支払を行う。

さらに、2014年MEMR規則第31号は2015年1月1日から、また2015年MEMR規則第09号は2015年5月1日から、以下を含む8つの需要家区分について、電気料金を年平均0.63%引き上げた。

- ・ 電力接続容量が3,500VAから5,500VAまでの家庭用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が6,600VAを超える家庭用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が6,600VAから200kVAまでの商業用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が200kVAを超える商業用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が200kVAを超える工業用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が30,000kVAを超える工業用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が6,600VAから200kVAまでの公共用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が200kVAを超える公共用料金の需要家

さらに、2020年MEMR規則第3号は、以下を含む12種類の需要家区分についての為替レート、インドネシア原油価格及びインフレ率という3つの変数並びに石炭参照価格により四半期毎の料金調整を実施した。

- ・ 電力接続容量が900VAの家庭用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が1,300VAの家庭用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が2,200VAの家庭用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が3,500VAから5,500VAまでの家庭用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が6,600VAの家庭用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が6,600VAから200kVAまでの商業用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が200kVAを超える商業用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が200kVAを超える工業用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が30,000kVAを超える工業用料金の需要家

- ・ 電力接続容量が6,600VAから200kVAまでの公共用料金の需要家
- ・ 電力接続容量が200kVAを超える公共用料金の需要家
- ・ 公共の街路照明
- ・ 特別サービス

2018年1月1日より、当社は、電力接続容量が900VA-RTMの家庭用料金の需要家に対して、3つの変数（すなわち、為替レート、インドネシア原油価格及びインフレ率）により四半期毎の料金調整を実施した。

下表は、2020年、2021年及び2022年12月31日に終了した年度の各需要家区分の平均販売価格を示したものである。

	12月31日に終了した年度		
	2020年	2021年	2022年
	(単位：ルピア / kWh)		
家庭用	992	1,024	1,128
工業用	1,091	1,086	1,081
商業用	1,224	1,219	1,244
公共用	1,370	1,359	1,501
総平均販売価格	1,071	1,083	1,137

ある需要家区分に適用される電気料金の動向は、平均販売価格の全体的な動向とは異なる可能性がある。これは、各需要家区分の中で、電力消費量の水準に応じて当社が請求することができる料金に違いがあることを反映している。一般的に、同じ区分内でより多くの電力を消費する需要家に対して、より高い料金を請求することができる。

補助金

政府から受け取る補助金により、電力購入費、燃料及び潤滑油費（燃料油、天然ガス、地熱、石炭及び潤滑油など）、維持管理費（資材のためなど）、人件費、管理費、固定事業資産の減価償却費並びに資金調達費が賄われる。当社の電気通信子会社やエンジニアリング・サービス子会社の運営費など、発電に関連しない費用については、政府補助金を受けていない。各年において補助金を受ける典型的な手続は以下のとおりである。

・ 提案

当社は、一般的に、毎年2月に原価と期待される収益に基づいた補助金案を準備し、MEMRの一部である電力・エネルギー利用総局（以下「DGE」という。）に当社の補助金案を提示する。この提案には、当社が来期に達成できると考えられるネットワーク送配電損失も含まれる。これは、とりわけ、需要家の使用量及び需要、年間の燃料価格、並びにより効率的な水準を達成するための年度の拡大計画に基づいている。いずれの年度においても、当社がこれらの目標又は拡大計画を達成できる保証はない。

・ 議会の承認

DGEの検討を経た改訂案は、MEMRにより財務省に提出され、議会の承認を得るための政府予算案に盛り込まれる。

・ 政府予算

承認された補助金（提案の作成に使用される前提条件の変更に応じて一定の場合には増減することがある。）は、議会が採択した政府予算に含まれている。ある予算年度において当社が政府から受領する電力補助金の最終金額は、財務省予算局が任命した監査人である会計検査院が実施した電力補助金の使用状況の準拠性監査の結果に基づいている。ある予算年度において当社が政府から受ける電力補助金の最終金額は、当該年度中に発生した実際原価に応じて、当該年度に収益として当社が認識する電力補助金の額とは異なる場合がある。政府の電力補助金は、2018年は48,102十億ルピア、2019年は51,712十億ルピア、2020年は47,988十億ルピア、2021年は49,797十億ルピア、2022年は58,832十億ルピアであった（2022年12月31日現在の補助金総額は会計検査院の監査対象である。）。当社は、政府の電力補助金方針が近い将来、大幅に変更されることはないと考えている。

2022年2月24日、ロシアは隣接するウクライナ南西部への軍事作戦を開始し、2014年に始まったロシア・ウクライナ紛争の重要な出来事となった。侵略の結果、ブレント原油価格が2014年以降初めて1バレル当たり100米ドルを上回った一方で、アジア市場は低迷した。同様に、オセアニア市場も下落し、オース

トラリア証券取引所とニュージーランド証券取引所は共に3%以上下落した。2022年2月24日、インドのNIFTY指数の終値が5%を下回った一方で、SENSEX指数の終値は2,700ポイント以上下落した。英国首相ボリス・ジョンソンは、英国内にあるロシアの主要銀行の全ての資産を凍結し、英国の金融システムから撤退させること、ロシアへの輸出許可の一部を一時停止すること、アエロフロート航空の英国への着陸を禁止することを表明した。バルト諸国の外務大臣らは、銀行金融取引の世界的な仲介団体であるSWIFTからロシアを排除するよう呼びかけている。しかし、欧州の貸し手が30十億ドル近い外国銀行のロシア向けエクスポージャーの過半数を抱え、中国がCIPSと呼ばれるSWIFTの代替システムを開発したため、他のEU加盟国は、SWIFTからのロシア排除に消極的である。ここでSWIFTを武器として使用することは、CIPSの発展により大きな勢いを与え、最終的にSWIFTを弱体化させ、国際金融に対する西側諸国の支配力をも弱体化させるであろう。

・ 月次の支払

当社は、毎月、販売実績や予算原価などの根拠資料を財務省予算局長に提出し、補助金の支払請求を行っている。財務省は、通常、各年3月から毎月、予算原価と実際の収益との差額の95.0%に相当する金額の補助金を当公社に支給する。例えば、3月には通常1月の予算原価と実際の収益との差額の95.0%について支払を受ける。12月分の補助金はエスクロー口座に入金され、当公社は翌年1月に受領する。

・ 四半期の支払精算

当公社は、四半期毎に、財務省予算局長に実際の原価の未監査報告書を提出した後、実際原価に基づく補助金の残額を受領する。例えば、6月には第1四半期に係る補助金の残額を、9月には第2四半期に係る補助金の残額を受け取ることになる。

・ 議会の審査

議会の審査により、年度初めに設定された補助金予算が不十分な場合には、毎年年央以降に、当該年度の補助金予算が改訂される。

・ 期末の支払精算

年度中に当公社が毎月政府から受領する補助金の総額と、当該年度に発生した当公社の実際原価との差額は、会計検査院の監査を経て、未払補助金として支払われることが見込まれる。この支払は通常、翌年の9月以降に行われる。

・ 支払請求

当公社が補助金の支払申請を提出した時点から、補助金が支給されるまでには通常2週間から1か月かかる。状況によっては、当公社の補助金の支払は、当公社からプルタミナ社への仕入債務によって相殺される可能性がある。

下表は、表示年度において当公社が政府から受領した補助金に関する一定の情報を示したものである。

	12月31日に終了した年度		
	2020年	2021年	2022年
政府が承認した補助金予算	62,818	53,580	59,563
会計検査院による準拠性監査の結果としての 政府の電力補助金	47,988	49,797	58,832

政府から受領した補助金の総額は、以下に記載されるとおり、調整を受け、事前に定められた計算式に基づくこととなる。

- ある年度に当公社が最終的に受領する補助金の総額は、会計検査院による政府監査後の当公社の実際原価に基づいて上方調整されることがある。
- 当公社の供給原価は、DGEによって決定された計算式に基づいて計算される。
- 供給原価の決定において計算に入れられるネットワーク送配電損失の計算は、実際の損失に基づいて、四半期毎にDGEにより調整される。
- DGEは、ネットワーク送配電損失の実現量に関する当公社からの完全なデータを受領後15日以内に、四半期及び年間のネットワーク送配電損失の実現量を決定する。
- 当公社は、毎月、電力補助金の支払要請書を提出する。かかる要請書は、書面で非税国家収入局長に伝達され、その写しが財務局長に提供される。電力補助金の支払要請書には、供給暫定原価等を含む裏付け資料が添付される。供給暫定原価（1 kWh当たりルピア）のデータは、以下である。

- ・ 年間国家予算又は改定年間国家予算における電力補助金の金額の決定に使用される。
- ・ 当公社の実施計画企業予算を監査する権限を与えられた機関による監査の結果に基づく。
- ・ 当公社は、各月の補助金として、予算生産原価（PSOマージンを含む。）と実際の収益との差額の95.0%を翌月に受領し、残額は、当公社の実際原価の未監査報告書に基づき四半期毎に支給される。
- ・ 11月の補助金は12月に支払われ、12月の補助金はエスクロー口座に入金されて1月に支給される。いずれの場合も、実際の販売額と電気の予算原価に基づいており、年度の最後の2か月間の実際原価と販売額をより反映した補助金となる。

電力補助金の具体的な計算式は以下のとおりである。

$$S = - (HJTL - BPP (1 + m)) \times V$$

上記において、

S	=	電力補助金
HJTL	=	各料金区分における電力の平均販売価格（ルピア / kWh）
BPP	=	各料金区分における各種電圧での電力供給の原価（ルピア / kWh）
m	=	PSOマージン（%）
V	=	各料金区分の販売電力量（kWh）

ある年度の電力補助金の金額を算定する際に、DGEは、電力補助金の合計額の計算においてプラスの値（粗利益）を出すため、また年間国家予算又は改定年間国家予算に定める電力補助金の金額を出すためにPSOマージンが加算される場合には、国営企業担当国務大臣が勧告するPSOマージンを考慮することができる。

各年度の電力補助金の最終金額は、財務大臣に提出される会計検査院の監査報告書に基づいて定められる。

電力補助金には上限はない。すでに当公社に支払われている電力補助金と監査結果との間に差異がある場合、マイナスの差異の金額は、（財務大臣の承認を得て）翌予算年度为国家予算（*Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara*）に割り当てることを提案することができる。しかしながら、結果がプラスの差異である場合は、当公社は、現行法に従って、過払額を非税国家収入として国庫現金口座に速やかに入金することを要求される。

燃料及び非燃料資材の原価

燃料費及び非燃料費の一部は、米ドル建てであるか又は米ドルに連動している。2021年12月31日及び2022年12月31日現在、当公社の燃料費及び非燃料費のそれぞれ36.6%及び39.2%は米ドル建てであるか米ドルに連動しており、当公社の燃料費及び非燃料費のそれぞれ63.4%及び60.8%はルピア建てである。したがって、米ドルに対するルピアの為替レートの変動は、ルピア（当公社の表示通貨）ベースでの当公社の営業費用に影響を及ぼす。例えば、米ドルに対するルピアの下落は、一般的に、ルピアベースの営業費用を上昇させる。

下表は、表示期間における当公社の燃料費及び非燃料費の営業費用に対する割合を、米ドルとルピアを比較して示したものである。

	12月31日に終了した年度		
	2020年	2021年	2022年
	(単位：%)		
燃料費及び非燃料費（米ドル）	35.2	36.2	39.2
燃料費及び非燃料費（ルピア）	64.8	70.0	66.8

下表は、表示期間における燃料種別毎の燃料費及び非燃料費の当公社営業費用に対する割合を、燃料の種類毎に示したものである。

	12月31日に終了した年度		
	2020年	2021年	2022年
	(単位：%)		
潤滑油	0.04	0.07	0.08

燃料油	5.25	7.49	10.18
天然ガス	13.31	11.50	11.36
石炭	15.33	16.38	16.33
地熱	1.18	1.09	1.02
水力	0.12	0.12	0.13
バイオマス	-	-	0.10
合計	35.22	36.65	39.20

当社は、特に電源開発促進プログラム及び35,000MWプログラムの下で、燃料油火力発電所の一部を石炭火力発電所や天然ガス火力発電所に置き換えることを引き続き検討している。しかしながら、石炭や天然ガスの安定した供給を適正な価格で確保できるという保証はなく、全く確保できない可能性もある。

2020年4月22日、MEMRIは、発電所ゲートにおける天然ガス価格に関する2020年令第91K/12/MEM号を発行した。これは、石油及びガス上流活動からの天然ガス価格の構成要素並びに送配コストの調整に係る計算について規定するものである。これは後に、2021年6月30日付発電所ゲートにおける天然ガス価格に関する2021年令第118.K/MG.04/MEM.M号により無効になった。さらに、MEMRIは、2021年8月2日、発電所（発電所ゲート）における特定天然ガス価格に関する2021年エネルギー・鉱物資源大臣令第118.K/MG.04/MEM.M号の改正に係る2021年令第135.K/HK.02/MEM.M号を発行した。令の規定に従い、当社は現在も、調整後のガス価格を天然ガス売買契約及び天然ガス送配契約に反映させる作業を進めている。

維持管理費

当社は、発電所に多額の維持管理費を投じてきており、今後もその傾向が続くと予想している。当社がインドネシアでは入手不能である部品や維持管理の専門知識に大きく依存しているため、当社の維持管理費の大部分は外貨建てである。ルピア安又は当社が維持管理費の増加を制限できないことは、当社の営業費用及び業績に影響を及ぼす可能性がある。

インドネシアの経済成長とエンドユーザーの電力需要

電力需要の増加は、インドネシア経済の成長によっても左右される。インドネシア経済が工業用及び商業用料金の需要家基盤の拡大という点で変化を続けていることは、電力需要の拡大に特に重要な役割を果たしている。当社は、工業用、商業用及び家庭用料金のエンドユーザーが、電力消費市場における当社の主要なエンドユーザーであり続けると考えており、当社の業績は、これらの分野の電力需要の増加に主に依存すると考えている。

下表は、表示期間に係る当社の各料金区分における電力消費者の割合と前期との増減率を示したものである。

	12月31日現在					
	2020年		2021年		2022年	
	(単位：%)	増減率	(単位：%)	増減率	(単位：%)	増減率
家庭用	91.9	4.3	91.7	4.3	91.5	3.5
商業用	5.1	4.7	5.2	7.2	5.4	8.1
工業用	0.2	30.0	0.2	23.1	0.2	12.5
公共用	2.9	5.1	2.9	5.3	2.9	4.6
合計	100.0	4.4	100.0	4.5	100.0	3.8

下表は、表示期間に係る当社の電力消費者の各料金区分における消費電力量の割合と前期との増減率を示したものである。

	12月31日現在					
	2020年		2021年		2022年	
	(単位：%)	増減率	(単位：%)	増減率	(単位：%)	増減率
家庭用	46.0	8.1	44.8	2.9	42.4	0.6
商業用	17.6	(8.7)	17.2	3.8	18.5	13.7
工業用	29.7	(7.2)	31.4	12.0	32.3	9.4

公共用	6.7	(3.7)	6.6	3.4	6.8	10.2
合計	100.0	(0.8)	100.0	5.8	100.0	6.3

当社のプロジェクトの完了と商業生産の達成

当会社グループの売上高及び業績は、IPPを中心とした当社のプロジェクトの開発段階及び完了次第で変動するものと予想している。当会社及び当会社の子会社は、特に電源開発促進プログラム及び35,000MWプログラムに関連して、事業戦略を実行し、発電能力を増強するため、いくつかの合併会社を設立した。これらのプロジェクトに伴う設備投資の予想外の増加により、当会社の子会社からの追加的な出資が必要となる可能性があり、それによって、追加的な外部資金調達が必要となった場合には当社の金融費用が増大する可能性もある。当社がかかる支出の資金調達ができない場合には、当社の事業及び業績に悪影響が及ぶ可能性もある。

当社の経営成績及び財政状態は、これらのプロジェクトの成功裏かつ適時の完了、及び当社が信頼できる合併会社パートナーを発見できるか否かにかかっている。需要が十分にあると仮定すると、新規発電プロジェクトや商業生産の完了は、一般的に電力売上を増加させる。さらに、IPPとの間のPPAに基づき、当社はテイク・オア・ペイ義務を負っており、新しい発電所が当社の送電線に適切かつ適時に接続されることを保証しなければならない。このような接続を完了できない場合、発電容量の増加に関連して電力の販売が行われず又は予想を下回り、当該PPAに基づき発生した原価が売上と見合わないこととなり、これが当社の業績及び経営成績に重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

資金調達の利用及びコスト

当社は、特に当社のプロジェクトの実施及び関連する設備投資に関連して、当社の資金調達の必要性につき、主として借入金（ツー・ステップ・ローンなど）、需要家からの当社の収益、及び政府からの補助金（当社は近い将来において減少すると予想している。）に依存している。加えて、当社は随時、負債証券を発行している。当社の資金調達能力及び資金調達コストは、当社の経営成績及び財政状態に影響を及ぼす。当社の資金調達及び資金調達コストは、当社の借入残高や、さらなる負債の発生に関する当社の借入契約、債務証券その他の借入書類に基づく制限等の要因によっても影響を受ける。

ルピア安の影響

一定の通貨（主に米ドル、日本円及びユーロ）とルピアとの間の為替レートの変動は、当社のキャッシュ・フロー、経営成績及び財政状態に影響を及ぼしており、今後も影響を及ぼす。当社の営業費用及び借入金の一部は、外貨建てである。ルピアは、2018年に米ドル及びその他いくつかの外貨に対して下落したが、2019年に米ドル及びその他いくつかの外貨に対して上昇し、2020年に米ドル及びその他いくつかの外貨に対して下落した。当社は、2021年12月31日に終了した年度に為替差益2,676十億ルピア、2022年12月31日に終了した年度に、為替差損19,790十億ルピアを計上したが、これは、米ドルに対するルピア安にもかかわらず、豪ドル、ユーロ及び日本円に対するルピアの価値が低下したためであった。

外貨に対するルピア安により、当社の外貨建ての又は外貨の価値に紐付いた営業費用が増加する可能性があり、当社の外貨建て設備投資のルピアによるコストが増加することとなる。かかる設備投資には、設備及び機器のための支出並びに電源開発促進プログラム及び35,000MWプログラムに関連する当社費用の多くが含まれる。また、外貨に対するルピア安は、ルピアベースでの外貨建て債務の元本返済額を増加させるとともに、ルピアベースでの外貨建て債務の支払利息を増加させる。2022年12月31日現在、当社の借入残高総額（ツー・ステップ・ローン、政府借入金、銀行借入金及び購入電力費未払金を含む。）のうち、約78%が米ドル及びその他の外貨建てとなっている。したがって、ルピア安は、当社の連結財務書類においてルピアで報告されている米ドル建て債務の金額の増加に加えて、支払利息の大幅な増加につながる可能性がある。

当社は、ヘッジ比率を次の2期連続の3か月間に期限が到来する外貨建て負債が当社の外貨資産を上回る金額の20%に限定するよう命じる、非金融公社の対外債務管理における健全性原則実施に関する2014年PBI第16/21号に従ってヘッジを行っている。また、当社は、流動性比率（3か月以内に償還期限を迎える外貨建て負債に対する外貨建て資産の比率として定義される。）は50%を維持することが求められた。2016年1月1日より、最低ヘッジ比率は25%に引き上げられ、最低流動性比率は70%に引き上げられた。本書日現在、最低ヘッジ比率及び最低流動性比率は変更されていない。ルピアと米ドルの為替レートの変動は、当社の負債返済費用、燃料費及び営業費用、IPPに対する義務並びに設備投資に影響を及ぼす。当社の収益の大半はルピア建てであり、当社はルピアで連結財務書類を作成している。

最後に、当会社の子会社2社（マジャパヒト・ホールディング B.V.及びマジャパヒト・ファイナンス B.V.（*Majapahit Finance B.V.*））の財務書類の表示通貨はルピアではない。したがって、ルピアの為替レートの

変動は、これらの子会社の財務書類のルピアへの換算に重大な影響を及ぼす可能性があり、そのため当公社の連結財務書類に影響を及ぼす可能性がある。

現在の変動為替相場制の変更は、国内金利の著しい上昇、流動性不足、資本若しくは為替管理又は多国籍金融機関による追加的な資金援助の差し控えを招く可能性もある。これにより、経済活動の低下、経済の不況、貸倒れ及び輸入品の価格の上昇が生じる可能性があり、その全てが当公社の業績に悪影響を及ぼす可能性がある。

季節性

電力需要は季節的なものであり、例えば、4月から9月の乾季には一般的に低くなる。ラマダンの終わりなど、一定の休日には需要が大幅に減少する。また、年度後半には、一般的に生産サイクルを反映して、工業用料金の需要家の電力需要の増加を経験している。これらの季節的なパターンの結果として、当公社の売上高及び業績は、一定の四半期期間には低くなる可能性があるが、かかる期間は、とりわけ、ラマダンの設定日によって毎年変わる可能性がある。

経営成績

下表は、下記記載の期間に係る当公社連結事業の収益及び費用の項目を示している。

	12月31日に終了した年度						
	2020年		2021年		2022年		
	ルピア	% ⁽¹⁾	ルピア	% ⁽¹⁾	ルピア	% ⁽¹⁾	米ドル ⁽²⁾
(単位：％を除き、十億ルピア及び百万米ドル)							
収益							
電力売上	274,898	79.6	288,863	78.5	311,057	70.5	19,950
需要家接続手数料	313	0.1	493	0.1	857	0.2	55
その他	4,312	1.2	4,427	1.2	6,735	1.5	432
収益合計	279,523	80.9	293,783	79.8	318,650	72.2	20,437
営業費用							
燃料・潤滑油費	(106,014)	(30.7)	(118,419)	(32.2)	(151,377)	(34.3)	(9,709)
購入電力費	(96,250)	(27.9)	(103,553)	(28.1)	(130,230)	(29.5)	(8,352)
リース	(5,503)	(1.6)	(4,772)	(1.3)	(2,793)	(0.6)	(179)
維持管理費	(21,941)	(6.4)	(22,601)	(6.1)	(23,949)	(5.4)	(1,536)
人件費	(24,966)	(7.2)	(25,093)	(6.8)	(24,885)	(5.6)	(1,596)
減価償却費	(36,663)	(10.6)	(38,327)	(10.4)	(40,993)	(9.3)	(2,629)
使用権資産 減価償却費	(2,480)	(0.7)	(3,114)	(0.8)	(3,064)	(0.7)	(197)
その他	(7,192)	(2.1)	(7,239)	(2.0)	(8,903)	(2.0)	(571)
営業費用合計	(301,008)	(87.1)	(323,119)	(87.8)	(386,194)	(87.5)	(24,769)
補助金計上前営業損失	(21,485)	(6.2)	(29,336)	(8.0)	(67,544)	(15.3)	(4,332)
政府からの電力補助金	47,988	13.9	49,797	13.5	58,832	13.3	3,773
受取補償金	17,905	5.2	24,594	6.7	63,650	14.4	4,082
営業利益	44,407	12.9	45,055	12.2	54,938	12.5	3,523
その他利益（費用）							
- 純額	1,917	0.6	(4,921)	(1.3)	2,842	0.6	182
金融収益	1,126	0.3	0,787	0.2	0,687	0.2	44
金融費用	(27,416)	(7.9)	(20,375)	(5.5)	(17,135)	(3.9)	(1,099)
為替差損益							
- 純額	(7,742)	(2.2)	2,676	0.7	(19,790)	(4.5)	(1,269)
税引前利益（損失）	12,292	3.6	23,221	6.3	21,542	4.9	1,382

税務便益（費用）	(6,298)	(1.8)	(10,046)	(2.7)	(10,046)	(2.7)	(644)
当期／当年度利益	5,993	1.7	13,175	3.6	11,495	2.2	737
当公社株主に帰属する 当期／当年度利益	5,951	1.7	13,129	3.6	14,334	3.2	919
非支配持分に帰属する 当期／当年度利益	43	0.0	46	0.0	81	0.0	5
合計	5,994	1.7	37,183	3.6	11,495	3.2	347
基本１株当たり利益 （全額ルピア）	48,439	-	96,972	-	99,339	-	6,371

(注)

- (1) 収益合計、政府からの電力補助金及び受取補償金に対する比率。
(2) 便宜上、2022年12月31日に終了した年度に係るルピア金額は、１米ドル＝15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。
(3) 2021年12月31日に終了した年度の財務書類は、2022年度の連結財務書類の表示と一致するように組み替えられている。

経営成績の主要な要素

収益

電力売上

収益は、主に電力売上によるものである。

需要家接続手数料

需要家接続手数料は、電気の接続及び電力のアップグレードに対して請求する料金である。当公社は、配電サービスに対して需要家の接続が完了した後に、需要家接続手数料を収益として認識する。接続料は、需要家の種類（家庭用、商業用、工業用、公共用など）、電圧量、所在地、敷地条件及びその他の設置要件（新たな電線の設置の必要性など）等に基づいて決定される。

政府からの電力補助金

政府は、当公社がPSOを果たすことを前提として当公社に補助金を提供している。補助対象費用は、電力購入費、燃料費（燃料油、天然ガス、地熱、石炭費、潤滑油など）、維持管理費（資材費など）、人件費、管理費、固定業務資産の減価償却費、電力供給を目的とした資金調達費である。

受取補償金

受取補償金は、当公社の年次補償金計画に記載されていない、当公社の電力供給の既存平均原価(*Biaya Pokok Penyediaan*、以下「BPP」という。)よりも電気料金が低く設定されているいくつかの需要家区分に対する当公社の電力売上に関して政府から受け取った追加の補償金を示す。

その他

その他収益の内訳は、情報通信ネットワーク及びサービス、変圧器レンタルサービス、石炭販売及びその他の事務サービスである。

営業費用

燃料・潤滑油費

主な費用は、燃料油、石炭、天然ガス及び地熱の購入費である。当公社が唯一のサプライヤーであるプルタミナ社から購入する燃料油の価格は、市場価格（MOPS）にプルタミナ社との間で取り決めたマージン（現在は7.8）を加算した金額に基づくものである。石炭、天然ガス及び地熱のエネルギー・コストは契約価格に基づくものである。燃料費の大部分は米ドル建て、又は米ドルに連動している。当公社は、機械用潤滑油も購入している。2022年度の燃料・潤滑油費は、当公社のIPP電力供給契約に関する燃料・潤滑油費を含んでいた。

購入電力費

購入電力費とは、PPA契約を締結したIPPからの電力の購入費である。購入電力費は、通常、PPAに規定されており、固定費及び変動費の両方を含んでいる。

リース

リースの価格には、主に発電設備の使用料及び営業リースの支払が含まれている。

維持管理費

維持管理費には、主要な維持管理に関連する日常的な維持管理の費用、労務費、外注費、部品の調達費用が含まれる。

人件費

人件費には、給与、手当、報奨金、並びに年金及び健康保険料などの福利厚生費が含まれている。

有形固定資産減価償却費

有形固定資産減価償却費には、設備及び発電所、配電設備、送電設備、建物、貯水池及びインフラ、一般機器、自動車、予備部品並びに通信・情報処理機器などの有形固定資産に関する減価償却費用が含まれている。

使用権資産減価償却費

使用権資産減価償却費には、建物、貯水池及びインフラ、設備及び発電所、一般機器、自動車並びに通信・情報処理機器などのSFAS第73号に基づく使用権資産に関する減価償却費用が含まれている。

その他

その他費用には、旅費、謝礼、検針、料金回収、マーケティング、保険、需要家維持、技術情報、債権の予想信用損失の引当金、請求書の印刷など、様々な管理費が含まれている。

金融収益

金融収益は、定期預金並びに短期投資及び長期債権による収入である。

金融費用

支払利息及び金融費用とは、銀行借入金、ツー・ステップ・ローン、政府借入金及び債券に係る利息、リース負債、仕入債務に係るIPPに対する費用、並びにデリバティブ商品に係る支払利息をいう。

その他利益（費用） - 純額

この勘定科目の内訳は、主に、電気容量のアップグレードを希望する需要家から徴収した管理料及び契約名義の変更による管理料、並びに電線の移設に伴う手数料、遅延損害金、役務収益、公共電灯回収サービスに係る手数料である。また、この勘定科目には謝礼が含まれており、これは主に電線維持管理のために第三者に支払われる手数料から構成されている。

為替差損益 - 純額

外貨取引の決済並びに外貨建貨幣性資産及び負債の期末為替レートでの換算から生じる為替差損益は、損益として計上されている。

外貨取引は、取引日現在の為替レートを使用して機能通貨に換算される。本書日現在、外貨建貨幣性資産及び負債は、当該日の為替レートを反映するよう調整されている。

流動性及び資本の源泉

当社は、営業活動からのキャッシュ・フロー、政府からの補助金、運転資金ファシリティ、及びリボルビング・クレジット・ファシリティ等の短期借入金により短期運転資金を調達している。2020年、2021年及び2022年12月31日現在の当公社が保有する現金及び現金同等物は、それぞれ54,735十億ルピア、37,968十億ルピア及び51,503十億ルピアであった。

当社は、営業活動からのキャッシュ・フロー及び政府からの補助金が、今後12か月間の運転資金需要を充足するのに十分であると考えている。

キャッシュ・フロー

下表は、下記に示された会計期間の連結キャッシュ・フロー計算書の要約を示したものである。

	12月31日に終了した年度			
	2020年	2021年	2022年	
	ルピア	ルピア	ルピア	米ドル ⁽¹⁾
(単位：十億ルピア及び百万米ドル)				
営業活動から生じた / (に使用した) 正味資金	91,610	68,621	97,710	6,267
投資活動に使用した正味資金	(69,016)	(59,552)	(54,764)	(3,512)
財務活動から生じた正味資金	(14,620)	(25,881)	(30,092)	(1,930)
現金及び現金同等物の純増加 / (減少)	7,974	(16,812)	(12,854)	(824)
現金及び現金同等物による 為替変動の影響	164	45	681	44
期首現在の現金及び現金 同等物による為替変動の影響	46,599	54,735	37,969	2,435
期末現在の現金及び現金同等物	54,735	37,968	51,503	3,303

(注)

(1) 便宜上、2022年12月31日に終了した年度に係るルピア金額は、1米ドル=15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

(2) 2021年12月31日に終了した年度の財務書類は、2022年度の連結財務書類の表示と一致するように組み替えられている。

営業活動から生じた正味資金は、政府からの補助金を含め、2018年1月1日から2021年12月31日までの期間及び2022年12月31日に終了した12か月において主要な流動性の源泉であった。主な資金使途は、運転資金の充当並びに発電所の増設、送配電網の整備等に関する設備投資である。現金支出には、一般管理費、外国の準政府機関からの借入金、ルピア建債券、ツー・ステップ・ローンに係る元利金返済が含まれている。2022年12月31日現在、内部キャッシュ・フロー、補助金並びに借入枠及び債券による借入金は、当公社の事業資金及び運転資金需要を充足するのに十分なものである。当公社は、営業活動からのキャッシュ・フロー、政府からの補助金、当公社の拡張計画の進捗状況、及び市場環境に照らして、資金需要を定期的に再評価している。営業活動から生じた正味資金が十分ではない場合で、市場環境によっては、当公社は、その他の財務活動に依存し、追加的なエクイティ・ファイナンス又はデット・ファイナンスを行わなければならない場合がある。

負債

当公社の負債は、ツー・ステップ・ローン、政府借入金及びノンバンク政府系金融機関からの借入金、銀行借入金並びにミディアム・ターム・ノートを含む未償還債務証券（ルピア又は外貨建）で構成されている。

当公社の借入総額（ツー・ステップ・ローン、政府借入金、債券、銀行借入金及びミディアム・ターム・ノート、一定のリース負債及び購入電力費未払金を含む。）は、2020年、2021年及び2022年12月31日現在においてそれぞれ452,745十億ルピア、419,207十億ルピア及び408,985十億ルピアであった。

長期借入金は、2020年、2021年及び2022年12月31日現在においてそれぞれ405,614十億ルピア、376,459十億ルピア及び366,743十億ルピアであり、当公社の未償還債券の平均利率は、2020年、2021年及び2022年12月31日現在においてそれぞれ5.6%、4.5%及び4.6%であった。当公社のツー・ステップ・ローンの平均利率は、2020年、2021年及び2022年12月31日現在においてそれぞれ0.01%-5.35%、0.01%-5.39%及び0.01%-3.85%であった。

2022年12月31日現在、当社の長期債務残高総額は、366,743十億ルピアであった。2022年12月31日現在、ツー・ステップ・ローンの長期部分は30,182十億ルピア、銀行借入金の長期部分は122,437十億ルピア、当社の未償還の米ドル及びルピア建て債券の長期部分は198,471十億ルピア、当社のリース負債の長期部分は8,414十億ルピアであった。

2020年、2021年及び2022年12月31日現在、当社の未償還債券及びスクーク・イジャラの残高は、それぞれ207,820十億ルピア、193,155十億ルピア及び201,334十億ルピアであった。

下表は、2020年、2021年及び2022年12月31日現在の当社の連結短期借入金総額、長期銀行借入金（１年内返済分を含む。）、ツー・ステップ・ローン、政府及びノンバンク政府系金融機関借入金、債券、購入電力費未払金並びに一定のリース負債の残高を示したものである。

	12月31日現在			
	2020年	2021年	2022年	
	ルピア	ルピア	ルピア	米ドル ⁽¹⁾
(単位：十億ルピア及び百万米ドル)				
短期借入金	23,137	12,979	10,844	695
うち、長期銀行借入金の１年内返済分	18,817	26,841	29,973	1,922
うち、ツー・ステップ・ローンの１年内返済分	3,033	2,920	3,002	193
長期銀行借入金（１年内返済分を除く）	154,490	139,045	122,437	7,853
ツー・ステップ・ローン（１年内返済分を除く）	35,502	31,779	30,182	1,936
政府及びノンバンク政府系金融機関借入金 （１年内返済分を除く）	1,982	1,717	1,527	98
債券及びスクーク・イジャラ （１年内返済分を除く）	192,850	187,735	198,471	12,729
リース負債（１年内返済分を除く）	14,036	10,472	8,414	540
購入電力費未払金（１年内返済分を除く）	6,098	5,711	5,712	366
KIK-EBA	656	0	0	0
負債合計	450,601	419,199	410,562	26,332

(注)

(1) 便宜上、2022年12月31日現在のルピア金額は、１米ドル＝15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

下表は、2021年及び2022年12月31日現在の当社の借入金残高（リース負債、購入電力費未払金、ツー・ステップ・ローン、政府借入金、債券、銀行借入金及びミディアム・ターム・ノートを含む。）の満期構成の概要を示したものである。

	2021年12月31日現在		2022年12月31日現在	
	ルピア	米ドル ⁽¹⁾	ルピア	米ドル ⁽¹⁾
(単位：十億ルピア及び百万米ドル)				
期限毎の支払額				
１年未満	41,538	2,911	40,350	2,588
１年-３年	74,303	5,207	64,295	4,124
３年-５年	58,838	4,123	77,395	4,964
５年超	244,520	17,136	220,305	14,129
合計	419,199	29,378	402,344	25,805

(注)

(1) 便宜上、2021年12月31日現在及び2022年12月31日現在のルピア金額は、１米ドル＝15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

ツー・ステップ・ローン

ツー・ステップ・ローンは、当公社がプロジェクトの資金調達に使用する、JICA、IBRD、ADB、JBIC、中国輸出入銀行など、多くの海外の銀行や金融機関から得られる無担保の政府系融資である。政府は、当公社に対するツー・ステップ・ローンを仲介するが、当公社の貸付人に対する主たる債務者であり続ける。2022年12月31日現在、当公社の未返済のツー・ステップ・ローンは、元本残高総額が33,184十億ルピア（2,128百万米ドル）であった。これらの借入金は、主に日本円、米ドル及びユーロ建てである。満期は10年から40年である。当公社のツー・ステップ・ローンの金利は、固定金利が変動金利のいずれかである。

2022年12月31日現在、当公社の未使用ツー・ステップ・ローンの総額は、合計9,914十億ルピアであった。

下表は、2022年12月31日現在の当公社の主なツー・ステップ・ローンの詳細を示したものである。

2022年12月31日		
	金額	期間 ⁽¹⁾
(単位：別段の記載のない限り、百万ルピア)		
IBRD（米ドル建て）		
IBRD-7940 IND-1238	2,377,127	2011年 - 2034年
IBRD-8280 ID-1256	1,462,789	2014年 - 2034年
IBRD-8057 IND-1244	498,787	2012年 - 2035年
IBRD-7905 IND-1235	244,203	2010年 - 2034年
ADB（米ドル建て）		
ADB-1982 INO-1170	1,131,614	2004年 - 2027年
ADB-1983 INO-1171	768,615	2004年 - 2027年
ADB-3015 INO-1255	569,475	2014年 - 2033年
ADB-2619 INO-1236	503,237	2010年 - 2035年
ADB-3083 INO-1257	217,872	2014年 - 2033年
ADB-8276 INO-1258	24,120	2014年 - 2033年
JBIC・JICA（日本円建て）		
JBIC IP 515-1177	3,745,025	2004年 - 2034年
JBIC IP 512-1163	3,427,373	2004年 - 2033年
JBIC IP 538-1221	2,455,428	2009年 - 2047年
JICA IP 532-1214	2,766,481	2006年 - 2048年
JBIC IP 525-1197	1,398,239	2005年 - 2045年
JBIC IP 513-1164	1,046,024	2004年 - 2033年
JBIC IP 527-1211	862,805	2007年 - 2037年
JBIC IP 539-1222	838,234	2009年 - 2037年
JICA IP 560-1253	432,090	2013年 - 2053年
JICA IP 517-1178	401,969	2004年 - 2044年
JICA IP 555-1231	106,587	2013年 - 2039年
JICA IP 561-1252	85,154	2013年 - 2053年
JICA IP 526-1198	58,945	2005年 - 2045年
JICA IP 516-1196	46,425	2004年 - 2044年
JICA IP 572-1265	40,974	2016年 - 2055年
JICA IP 537-1220	5,682	2009年 - 2037年
ベルギー王国（ユーロ建て）		
ベルギー王国-1185	20,637	2005年 - 2033年
中国輸出入銀行（米ドル建て）		
中国輸出入銀行1261	3,697,100	2015年 - 2029年
中国輸出入銀行1260	2,513,589	2015年 - 2029年
中国輸出入銀行1248	872,938	2013年 - 2027年
フランス開発庁（AFD）（米ドル建て）		
AFD CID 1024 01B-1254	309,344	2013年 - 2028年
AFD CID 1019 01F-1237	51,626	2010年 - 2035年
AFD CID 1039 01H-1259	81,307	2014年 - 2026年

ドイツ復興金融公庫 (KfW)

KfW F 26180 - 1262

25,142

2019年 - 2029年

(注)

(1) 猶予期間を含む。

政府及びノンバンク政府系金融機関からの借入

2022年12月31日現在、PTサラナ・マルチ・インフラストラクチャー (PT Sarana Multi Infrastruktur) からの借入金残高は2,953十億ルピアであった。かかる借入金は無担保である。SMIからの借入金は、5.25%の金利が付され、2026年に満期となる。

銀行借入金

2022年12月31日現在、当公社は、中国銀行、中国輸出入銀行、バンクネガラインドネシア、中国開発銀行、DKI銀行、バンク・ラヤット・インドネシア、マンディリ銀行及びバンク・セントラル・アジア等の国内外の銀行からの総額23,337十億ルピア (米ドル建部分1.2十億米ドルまでを含む。) の無担保長期クレジット・ファシリティ (シンジケート・ローンを含む。) を利用し、当行の電源開発促進プログラムに含まれるプロジェクトに関連して締結されたエンジニアリング調達及び建設契約の総額の85%の資金を調達している。これらのクレジット・ファシリティに基づく借入金は、政府により保証され、変動金利であり、満期は2023年7月から2025年12月までの間である。2022年12月31日現在、これらのクレジット・ファシリティに基づき利用可能な未実行残高の総額はゼロであった。

下表は、2022年12月31日現在における電源開発促進プログラムに関連して取得した主な銀行借入枠の詳細を示したものである。

	2022年12月31日現在
	金額 ⁽¹⁾
	(単位: 別段の記載のない限り、百万ルピア)
エージェント: BNI (シンジケート・ローン)	
政府関連企業	
バンクネガラインドネシア	262,496
バンク・ラヤット・インドネシア	262,496
マンディリ銀行	262,496
Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia	262,496
エージェント: DKI 銀行 (シンジケートローン)	
政府関連企業	
DKI銀行	451,786
サラナ・マルチ・インフラストラクチャー (SMI)	157,143
Bank Jateng	78,571
BPD Aceh	39,286
Bank Kalteng	39,286
Bank Riau	39,286
Bank Kalbar	39,286
BPD Bali	29,463
中国輸出入銀行	742,721
エージェント: 商工銀行	
第三者	1,775,413
エージェント: 中国銀行シンジケート	
第三者	-

(注)

(1) 借入極度額。

また、当公社は、電源開発促進プログラムの資金調達とは無関係である長期企業向け貸付及び運転資金貸付という形式によるクレジット・ファシリティを利用することもできる。2022年12月31日現在、当公社は、マンディリ銀行、バンク・ラヤット・インドネシア、バンクネガラインドネシア、バンク・セントラル・アジア、バンク・メイバンク・インドネシア（*Bank Maybank Indonesia*）、CIMBニアガ銀行、DKI銀行、バンクHSBCインドネシア（*Bank HSBC Indonesia*）、バンクDBSインドネシア（*Bank DBS Indonesia*）、ダナモン銀行（*Bank Danamon*）、スタンダードチャータード銀行（*Standard Chartered Bank*）、フランス開発庁（*Agence Francaise De Developpement*）、KfW、ADB、EDC、HEXIM、JBIC、IBRD、韓国輸出入銀行（*Korea Exim Bank*）、チェコ共和国輸出保証・保険公社（*Export Guarantee and Insurance Corporation*、以下「EGAP」という。）、イタリア外国貿易保険株式会社（*Servizi Assicurativi del Commercio Estero*、以下「SACE」という。）、イスラム開発銀行（*Islamic Development Bank*）、株式会社三菱UFJ銀行、株式会社三井住友銀行、株式会社みずほ銀行、オーストラリア・アンド・ニュージーランド・バンキング・グループ・リミテッド（*Australia and New Zealand Banking Group Limited*）、KfW-IPEX及びクレディ・アグリコル・コーポレート・アンド・インベストメント・バンク（*Credit Agricole - CIB*）等の国内外の銀行からの総額352,123十億ルピア（この総額には、日本円、ユーロ及び米ドル建ての部分が含まれる。）を上限とする無担保の長期（ただし、クレジット・リボルビング・ファシリティ1件を除く。）クレジット・ファシリティ（シンジケート・ローンを含む。）を利用可能であった。これらの借入金は、固定金利又は変動金利であり、満期は2023年1月から2041年10月までの間である。

2022年12月31日現在、電源開発促進プログラムの資金調達とは無関係である長期企業向け貸付及び運転資金貸付という形式による当公社の未使用クレジット・ファシリティは、合計119,140十億ルピアであった。

下表は、2022年12月31日現在における上記の銀行借入金の詳細を示したものである。

2022年12月31日現在			
外貨建て ⁽¹⁾	金額	満期	
(単位：別段の記載のない限り、百万ルピア)			
マンディリ銀行			
シンジケート投資クレジット・ファシリティ (2016)	-	12,000,000	2026年11月
シンジケート投資クレジット・ファシリティ (2018)	-	9,900,000	2023年8月
非現金ローン・ファシリティ (2020)	-	2,000,000	2021年6月
企業向け貸付 (2020)	-	8,800,000	2030年9月
バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2022)	-	1,000,000	2023年6月
バンク・ラヤット・インドネシア			
運転資金ローン2011	-	25,000,000	2023年6月
企業向け貸付 (2014)	-	2,000,000	2024年12月
企業向け貸付 (2015)	-	12,000,000	2025年12月
企業向け貸付 (2016)	-	4,402,500	2023年5月
シンジケート・ローン (2018)	-	4,506,787	2028年11月
企業向け貸付 (2019)	-	13,250,000	2029年4月
バンクネガラインドネシア			
企業向け貸付 (2019)	-	5,071,000	2029年12月
バンク・シャリーア・インドネシア			
バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2019)	-	2,846,000	2029年12月
企業向け貸付 (2020)	-	1,200,000	2030年9月
バンク・タブンガン・ネガラ			
バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2019)	-	1,500,000	2029年4月
バンク・セントラル・アジア			
企業向け貸付 (2013)	-	7,000,000	2023年12月
企業向け貸付 (2017)	-	12,000,000	2027年11月

バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2019)	-	2,000,000	2022年12月
バンク・ダナモン・インドネシア			
バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2019)	-	2,000,000	2022年12月
バンク・メイバンク・インドネシア			
企業向け貸付 (2017)	-	4,300,000	2027年11月
バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2022)	-	1,000,000	2023年 3 月
CIMBニアガ銀行			
企業向け貸付 (2019)	-	3,500,000	2029年 4 月
企業向け貸付 (2021)	-	1,000,000	2026年12月
企業向け貸付シャーリア (2021)	-	1,000,000	2026年12月
百万ルピア及び百万米ドル			
バンクHSBCインドネシア			
バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2018)	-	1,400,000	2023年 6 月
タンバク・ロロクのためのクレジット・ファシリティ (2018)	214	-	2032年 8 月
バンクDBSインドネシア 百万米ドル			
タームローン・ファシリティ (2019)	1,000	-	2024年 6 月
MIGAタームローン・ファシリティ2020	500	-	2025年12月
タームローン・ファシリティ (2021)	500	-	2026年12月
百万米ドル、百万円及び百万ルピア			
三菱UFJ銀行			
企業向け貸付 (2018)	100	-	2023年12月
タームローン・ファシリティ (2020)	33,000	-	2025年3月
バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2022)	-	1,000,000	2023年 4 月
スタンダードチャータード 百万ユーロ			
アルン・ファシリティ (2013)	90	-	2027年 9 月
バンカナイ・ファシリティ (2013)	71	-	2027年 9 月
フランス開発庁 百万ユーロ			
クレジット・ファシリティ (2015)	71	-	2030年 5 月
KfW 百万ユーロ			
Bangkalan i Peakerのためのクレジット・ファシリティ	83	-	2028年12月
Ulumbu及びMataloko地熱エネルギー・プログラムの ためのクレジット・ファシリティ (2018)	150	-	2033年11月
Kumbih 03のためのクレジット・ファシリティ (2017)	85	-	2032年12月
水力発電プログラムのためのクレジット・ファシリティ (2019)	295	-	2033年11月
Kamojang PPのためのクレジット・ファシリティ2015	60	-	2030年 6 月
1,000島への電力供給のための再生可能エネルギー・ プログラム (東ヌサ・トゥンガラ州) のためのクレ ジット・ファシリティ	65	-	2030年 6 月
RBL SNTのためのクレジット・ファシリティ	45	-	2028年 6 月
RBL SNTのためのクレジット・ファシリティ (KfW 29069)	255	-	2036年 5 月
百万米ドル及び百万ユーロ			
ADB			
スマートラ送電強化クレジット・ファシリティ (2015)	575	-	2035年 9 月
送電強化クレジット・ファシリティ (2015)	25	-	2035年 9 月
インドネシア東部における持続可能エネルギーへの 接続のためのクレジット・ファシリティ (2017)	600	-	2037年 5 月
インドネシア東部における持続可能エネルギーへの 接続のためのクレジット・ファシリティ・フェーズ (2020)	600	-	2040年10月

西及び中央ジャワにおける持続可能及び高信頼エネルギーのためのクレジット・ファシリティ	600	-	2041年10月
EDC及びHEXIM	百万米ドル		
パタム・モバイル発電所のためのクレジット・ファシリティ（2016）	436	-	2029年 1 月
パタム・モバイル発電所のためのクレジット・ファシリティ（2017）	14	-	2029年 1 月
JBIC	百万米ドル		
Jawa 2 Priok蒸気発電所建設のためのクレジット・ファシリティ（2016）	45	-	2031年 4 月
ロンタール蒸気発電所建設のためのクレジット・ファシリティ（2016）	179	-	2031年10月
ムアラカラン施設建設のためのクレジット・ファシリティ（2017）	37	-	2031年 5 月
カルセテング 2 蒸気発電所建設のためのクレジット・ファシリティ（2017）	89	-	2032年 9 月
JBIC	百万円		
Jawa 2 Priok蒸気発電所建設のためのクレジット・ファシリティ（2016）	31,763	-	2031年 4 月
ロンタール蒸気発電所建設のためのクレジット・ファシリティ（2016）	16,430	-	2031年10月
ムアラカラン施設建設のためのクレジット・ファシリティ（2017）	15,449	-	2031年 5 月
カルセテング 2 蒸気発電所建設のためのクレジット・ファシリティ（2017）	16,939	-	2032年 9 月
IBRD	百万米ドル		
配電開発プログラムの資金調達のためのクレジット・ファシリティ（2016）	500	-	2036年 3 月
韓国輸出入銀行	百万米ドル		
PLTGU Gratiの資金調達のためのクレジット・ファシリティ 2016	71	-	2030年12月
三井住友銀行	百万米ドル		
タームローン・ファシリティ（2018）	1,320	-	2023年 8 月
バイラテラル・ローン・ファシリティ（2018）	175	-	2023年12月
PLTA Jatigedeの資金調達のためのクレジット・ファシリティ	73	-	2031年 3 月
みずほ銀行	百万ユーロ		
Lombok Peakerの資金調達のためのクレジット・ファシリティ（2017）	74	-	2029年 1 月
クレディ・アグリコル・コーポレート・アンド・インベストメント・バンク・パリ	百万米ドル		
PLTU Muara Tawarの資金調達のためのクレジット・ファシリティ（2017）	280	-	2032年 5 月
BNPパリバ銀行	百万ユーロ		
Sumbagut 2 Peakerの資金調達のためのクレジット・ファシリティ（2018）	108	-	2031年10月
BGK	百万ユーロ		
PLTU Lombok FTP - 2の資金調達のためのクレジット・ファシリティ（2018）	81	-	2033年 2 月
イスラム開発銀行	百万米ドル		
クレジット・ファシリティ（2017）	330	-	2033年 8 月
EGAP	百万米ドル		
PLTGU Gratiの資金調達のためのクレジット・ファシリティ（2016）	17	-	2030年12月
SACE	百万ユーロ		
PLTGU Gratiの資金調達のためのクレジット・ファシリティ（2016）	40	-	2030年12月
アジアインフラ投資銀行	百万米ドル		
ジャワ東部及びバリの配電強化プロジェクトの資金調達のためのクレジット・ファシリティ（2021）	310		2040年10月
インドネシア輸出入銀行			

バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2019)	-	3,500,000	2023年12月
ユナイテッド・オーバーシーズ銀行			
バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2019)	-	1,000,000	2023年2月
Muamalat			
バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2022)	-	1,000,000	2023年2月
DKI銀行			
バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ (2022)	-	1,000,000	2023年3月

(注)

(1) 借入極度額。

債券

当社は、2022年12月31日現在、無担保国内ルピア建て債務証券を発行しており、その元本残高総額は35,120十億ルピアであった。これらのルピア建て債務証券には、年率4.85%から8.06%までの固定金利が付され、満期は2023年5月から2032年12月までの間である。

2022年12月31日現在、当社は、2030年満期500百万米ドル3.00%利付シニア無担保債券、2050年満期1.0十億米ドル4.00%利付シニア無担保債券、2028年満期1.0十億米ドル5.45%利付シニア無担保債券、2048年満期1.0十億米ドル6.15%利付シニア無担保債券、2029年満期500百万米ドル5.375%利付シニア無担保債券、2049年満期500百万米ドル6.25%利付シニア無担保債券、2025年満期500百万ユーロ2.875%利付シニア無担保債券、2029年満期700百万米ドル3.875%利付シニア無担保債券、2049年満期700百万米ドル4.875%利付シニア無担保債券、2030年満期500百万米ドル3.375%利付シニア無担保債券、2050年満期500百万米ドル4.375%利付シニア無担保債券及び2031年満期500百万ユーロ1.875%利付シニア無担保債券を発行している。また、当社は、2027年満期1.5十億米ドル4.125%利付シニア無担保債券、2042年満期1.0十億米ドル5.25%利付シニア無担保債券、2021年満期1.0十億米ドル5.50%利付シニア無担保債券及び2047年満期0.5十億米ドル5.25%利付シニア無担保債券を、それぞれ当社のグローバル・ミディアム・ターム・ノート・プログラムに基づき発行しており、さらに、当社は、2022年満期3.7十億円0.43%利付シニア無担保債券、2024年満期18.5十億円0.87%利付シニア無担保債券及び2029年満期1十億円1.05%利付シニア無担保債券を発行しており、()2020年満期338百万米ドルシニア無担保債券及び()2037年満期288百万米ドル7.87%利付シニア無担保債券(いずれもマジャパヒト・ホールディング B.V.(完全子会社)が発行したもの)を保証している。

誓約事項

借入金及び国内外の債券の要項に基づき、当社は、総資産に対する総金融負債の比率、支払利息に対するEBITDAの比率、又は固定費用カバレッジ比率などの一定の比率を維持することを含む様々な財務及びその他の誓約事項を遵守することが求められている。これらの誓約事項には、以下のものが含まれるが、これらに限定されない。

- ・ 負債の負担の制限
- ・ 配当金支払の制限
- ・ 保証の発行の制限
- ・ 合併、併合及び資産売却の制限
- ・ 関係会社との一定の取引の制限
- ・ 先取特権、担保又は質権設定の制限
- ・ 当社の事業の一般的性質に対する大幅な変更の制限
- ・ セール・リースバック取引の制限

当社は現在、これらの誓約事項の全てを遵守している。インドネシアの経済環境、電力需要、電気料金の許容水準及び政府補助金における変化、並びに燃料油価格の上昇により、当社のキャッシュ・フローが減少し、流動性不足の可能性及び当社が発行する債券について一定の誓約事項の遵守ができなくなる可能性が生じ得る。このような誓約事項を遵守することができない場合、当社は、財務制限条項の修正を申請するか、又は債務不履行(誓約違反から生じるクロス・デフォルトを含む。)における権利放棄を求める必要が生じる可能性がある。当社は、当社が満足のいく条件でかかる修正又は放棄を得ることができると保証すること

はできず、全く得られない可能性もある。当公社の債務が期限の利益を喪失した場合には、当公社は、大幅な流動性制約に直面することとなり、また、全ての返済義務を履行できなくなる可能性がある。本書に記載されている当公社の「EBITDA」及び「調整後EBITDA」の数値並びにその他の財務比率は、本項で言及されている誓約事項において定義されている同様の名称の数値及び比率と比較することができない可能性があることに留意されたい。

設備投資及び契約債務

設備投資

当公社は、上記の負債による支払義務に加えて、設備投資及び契約債務の継続的な支払義務を有している。2020年、2021年及び2022年12月31日に終了した各会計年度について、当公社の設備投資（現金及び現金支出を伴わない有形固定資産の追加及び建設仮勘定を含む。）は、それぞれ73,860十億ルピア、59,633十億ルピア並びに51,691十億ルピアであった。支出額は、必要とされる大規模な建設とプロジェクトの進捗状況と整合している。当公社の債券及び当公社のグローバル・ミディアム・ターム・ノート・プログラムに基づく国外債券の募集による手取金以外に、当公社は、営業活動から生じる資金及び銀行のクレジット・ファシリティ（多国籍機関及び二国間機関からの直接融資又はツー・ステップ・ローンを含む。）が、引き続き当公社の主な流動性の源泉となると予想している。

下表は、表示期間における発電、送電及び配電プロジェクトの設備投資の内訳を示したものである。

12月31日に終了した年度				
2020年	2021年	2022年	2022年 ⁽¹⁾	
(単位：十億ルピア)			(単位：百万米ドル)	
発電	31,616	14,043	16,552	1,062
送電	29,195	30,982	19,742	1,266
配電	13,050	14,608	15,397	987
合計	73,860	59,633	51,691	3,315

(注)

(1) 便宜上、2022年12月31日に終了した年度に係るルピア金額は、1米ドル=15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

下表は、当公社の設備投資プログラムに基づき、2022年に設備投資を約定した額を示したものである。予算額は、第1次電源開発促進プログラム、第2次電源開発促進プログラム、インドネシアの35,000MWプログラムの実施、建設される施設数及び建設時期の変更、ルピアと外貨の為替レートの変動、金利の変動及びその他の要因並びに当公社の年間予算の改訂（2020年8月18日に国営企業省により承認された、2020年に設備投資を約定した額を改訂するための年間予算改訂等）を含む様々な理由により、当公社の実際の設備投資額と異なる可能性がある。

下表は、2021年12月31日現在及び2022年12月31日現在の、発電、送電及び配電プロジェクトに対する当公社の約定済み設備投資の内訳を示したものである。

	12月31日に終了した年度		12月31日に終了した年度	
	2021年	2021年 ⁽¹⁾	2022年	2022年 ⁽¹⁾
	約定済み (単位：十億ルピア)	(単位：百万米ドル)	約定済み (単位：十億ルピア)	(単位：百万米ドル)
発電	23,423	1,502	16,552	1,062
送電	21,964	1,409	15,817	1,014
配電	13,234	849	13,925	893
その他	4,823	309	5,397	346
合計	63,444	4,069	51,691	3,315

(注)

(1) 便宜上、2021年12月31日及び2022年12月31日に終了した年度に係るルピア金額は、1米ドル=15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

その他契約債務

上記の借入金及び債券に基づく返済義務及び設備投資に加え、当社は、燃料供給契約、PPA及びESC、並びに維持管理契約など、多くの請負業者、供給業者及びIPPとの重要な契約債務を有している。これらの契約及び取り決めの一部に基づき、当社は、一定期間内に最低購入量の燃料又は電力を購入し、支払うことを要求される。このような契約及びそれに対応する約定の一覧は、本書の別の箇所に含まれる当公社連結財務書類の注記54に記載されている。

2022年12月31日現在、当社は38件のガス供給契約並びに111件のPPA及びESCを締結している。IPPとの合意は、すでに操業を開始した発電所に関する60件の重要な契約、及び発電容量が50MW以上の開発中の発電所に関する契約から構成されている。

電源開発促進プログラムに関連して、当社は、2022年12月31日現在、発電所からなる37件のEPC契約も締結している。このような契約の条件に基づき、当社は、請負業者に対して契約金額の約15.0%を頭金として支払うことを要求された。残りの約85.0%は銀行からのクレジット・ファシリティで調達される。

下表は、2022年12月31日現在における、合意された返済期間を伴う当公社の残存する金融負債の契約上の満期日を示したものである。

2022年12月31日現在						
	1年未満	1年超3年未満	3年超5年未満	5年超	合計	合計 ⁽¹⁾
	(単位：十億ルピア)					(単位：百万米ドル)
ター・ステップ・ローン	4,159	11,453	6,743	16,299	38,653	2,479
政府及びノンバンク政府系金融機関借入金	928	2,427	770	-	3,355	215
リース負債	5,231	3,681	2,167	6,904	17,983	1,153
銀行借入金	37,581	76,434	25,629	42,757	182,400	11,698
債券及びスクーク・イジャラ	15,596	47,782	59,996	236,848	360,222	23,103
購入電力費未払金	917	1,834	1,834	3,758	8,342	535
買掛金	51,083	-	-	-	51,083	3,276
需要家保証金	16,539	-	-	-	16,539	1,061
プロジェクト費用未払金	2,097	-	-	-	2,097	134
未払費用	7,354	-	-	-	7,354	472
その他の支払債務	13,017	672	-	-	13,017	835
合計	154,501	144,281	96,368	306,566	701,716	44,962

(注)

(1) 便宜上、2022年12月31日現在のルピア金額は、1米ドル = 15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

上表には、発電所の取得に関するファイナンス・リース契約（以下「FLA」という。）から生じる一定のファイナンス・リース負債が含まれている。下表は、2022年12月31日現在における、かかる金融リース取引に基づく各表示期間に係る支払債務残高を示したものである。

2022年12月31日現在		
	ルピア	米ドル ⁽¹⁾
	(単位：十億ルピア及び百万米ドル)	
期間別の最低リース料		
1年以内	63,121	4,048
2年-5年	225,348	14,453
5年超	687,961	44,123
最低リース料合計	976,430	62,624
支払利息部分	666,160	42,724
最低リース料合計 - 支払利息部分控除後	310,270	19,899

(注)

(1) 便宜上、2022年12月31日現在のルピア金額は、1米ドル = 15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

1998年3月、当社は、当社のPPA及びESCに定められている購入電力費未払金の金額の支払を延期した。1999年、当社は、当社のPPA及びESCにおいて事前に合意された電力価格の再交渉を促進するため、政府の指示に基づいて、特別契約再交渉に関する作業部会を設立した。当社は、大部分のIPPとの電気料金の再交渉に成功した。

2022年12月31日現在、この再交渉に係る購入電力費未払金は、6,241十億ルピアであった。PT Paiton Energy及びPT Jawa Powerに対する購入電力費未払金は、それぞれ年利が4.81%と18.45%となっており、2031年12月1日まで360回の月次分割払いで支払われる。これらの購入電力費未払金は、合意された返済期間を伴う当社の残存する金融負債の契約上の満期日を示した上記の表に含まれている。

下表は、2022年12月31日現在における、各表示期間に係る支払債務残高を示したものである。

	2022年12月31日現在	
	ルピア	米ドル ⁽¹⁾
(単位：十億ルピア及び百万米ドル)		
期間別の購入電力費未払金の支払額		
1年以内	529	34
2年目に期限到来	560	36
3年目に期限到来	594	38
4年目に期限到来	631	40
5年目以降に期限到来	3,927	252
最低リース料合計	6,241	400

(注)

(1) 便宜上、2022年12月31日現在のルピア金額は、1米ドル = 15,592ルピアの為替レートにより米ドルに換算している。

市場リスクに関する定量的及び定性的開示

市場リスクとは、金融商品の市場価格（金利及び為替レートを含む。）の不利な変化に関連する損失のリスクである。当社は、通常の事業活動において、金利及び為替レートの変動を含む様々な種類の市場リスクの影響を受ける。

当社は、ルピアにより会計記録を保持し、連結財務書類を作成している。

為替リスク

為替リスクとは、当社の表示通貨であるルピアの外貨（特に米ドル、日本円及びユーロ）に対する為替レートの変動から生じるリスクであり、金融商品の公正価値又は将来キャッシュ・フローが変動するリスクにつながるものをいう。当社が影響を受ける主な外貨は米ドルである。PPAに基づきIPPから購入した電力について当社が支払う価格は、米ドルに連動している。当社は、一定の制約を条件に、IPPの多くと合意しており、電力を固定価格（容量料金）で購入し、配送された電気につき、操業、保守及び燃料に係る費用に連動した変動価格（従量料金）で購入することになる。

また、当社の負債の大部分は外貨建てである。下表は、表示期間における当社の外貨建ての負債エクスポージャー（ルピアによる相当額）に関する一定の情報を示したものである。

	12月31日現在		
	2020年	2021年	2022年
外貨建負債合計（十億ルピア）	332,728	319,317	319,696
負債合計における外貨建負債の割合	73.8%	76.2%	78.2%

当社は、適用あるインドネシア銀行の規制に従い、為替予約等の外貨建て商品を購入することにより、為替リスクを最小限に抑えることを目指している。

金利リスク

キャッシュ・フロー金利リスクとは、市場金利の変動により金融商品の将来キャッシュ・フローが変動するリスクである。当社は、金利リスクの影響を受ける。金利変動に対する市場リスクへの当社のエクスポー

ジャーは、主に長期変動金利付債務に関連している。2022年12月31日現在、当公社の借入残高は総額408,985十億ルピアであり、そのうち276,142十億ルピア（当該年度の当公社の借入残高の67.5%に相当）は、実質的に固定金利により利息が生じている。残りの132,844十億ルピア（2022年12月31日現在の借入残高の32.5%に相当）は、変動金利により利息が生じている。

信用リスク

信用リスクとは、当公社の需要家が当公社に対する契約上の義務を履行できなくなった場合に、財務上の損失を被るリスクである。このリスクは主に、需要家への電力販売からの売掛債権から生じる。商品の価値は市場変数、予測キャッシュ・フロー及び時間の経過に応じて変化するため、信用エクスポージャーの推定は複雑であり、モデルの使用を必要とする。このリスクを軽減するために、当公社は、需要家からの保証金の回収や、3か月を超える支払不履行に陥った需要家への電力接続を終了するなど、様々な施策を実施している。当公社は、債権の回収状況を綿密に監視し、売掛債権の減損の客観的な証拠に基づいて減損引当金を計上している。当公社の現金残高及び定期預金は、高い信用格付又は銀行評価を有する信頼できる取引先に預け入れられている。

流動性リスク

流動性リスクとは、支払期日が到来した時点で当公社が債務を履行できないリスクである。当公社は、キャッシュ・インフロー及びキャッシュ・アウトフローを監視・評価し、債務を決済するための資金を確保する。当公社は、金融負債の満期構成に見合った適切な現金、準備金、銀行のファシリティ及び借入を維持している。

商品リスク

当公社は、燃料油、天然ガス及び石炭など、一定の商品の価格変動の影響を受ける。燃料油、天然ガス又は石炭の価格が上昇すると、それに応じて当公社の営業費用が増加することとなる。2022年12月31日現在、燃料油、天然ガス及び石炭の費用は、当公社の営業費用合計のそれぞれ10.3%、11.4%及び16.3%を占めている。プルタミナ社との燃料油供給契約など、当公社の主要な供給契約は、当公社の価格を市場価格に連動させている。当公社は、燃料油、天然ガス及び石炭の購入に関して、現時点ではデリバティブ及びその他のヘッジ・サービスを利用していない。

簿外取引

本書日現在、当公社は、簿外取引を行っていない。

課税

当公社は、一般的にインドネシアの現行税率で税金を納めている。2020年12月31日現在、インドネシアにおける法人所得税率は2020年政府規則第30号により、2020課税年度及び2021課税年度について25%から22%に低下した。また、2022課税年度以降、法人所得税率は20%になる。2021年10月29日、インドネシア共和国大統領は、法人納税者及び恒久的施設に対する法人所得税率を22%に据え置くことが規定されている、税制の調和に関する法律2021年法第7号を批准した。

インフレ

インドネシア統計局（*Badan Pusat Statistik*）（以下「BPS」という。）によると、消費者物価指数（以下「CPI」という。）で測定したインドネシアの年間総インフレ率は、概算で2020年が1.7%、2021年が1.9%、また、2022年が5.5%であった。2021年から2022年にかけてのかかるインフレ率は、COVID-19のパンデミック後のニューノーマルにより経済成長率が以前より高くなったことによるものである。

(E) 日本との関係

当公社は、ツー・ステップ・ローン、輸出信用融資及び銀行融資、EPC契約、PPA及びFLAなどを通じて、日本の企業との間で事業上の関係を有している。

(5) 【経理の状況】

当公社の会計年度は、毎年 1 月 1 日に始まり、12月31日に終了する。

当公社は、2011年国営企業省規則第 1 号（国有企業におけるGCG (Good Corporate Governance)実施に関する国営企業省規則）第31条及び第34条に従い、国有企業として、財務書類及び年次報告書において必要な情報を開示する義務を負う。当公社の財務書類は、独立した外部監査人の監査を受ける必要がある。当該外部監査は株主総会で選任される。さらに、政府の監査部門が、適用される規則に従って、当公社の財務書類の検査及び調査を実施する権限を有している。このことは、2003年法第19号第71条及びその解説に規定されている。取締役会及びコミサリス会の責任を免除するかどうかを判断するために、株主により財務書類及び年次計算に関する外部監査人の意見が要求される。

2020年12月31日から2022年12月31日に終了した年度の当公社の連結財務書類は、監査報告書に記載されているとおり、インドネシア公認会計士協会が定めた監査基準に従って、KAP タヌディレジャ・ウィビサナ・リンティス・アンド・レカン（プライスウォーターハウスクーパーズ（PwC）ネットワークの一員）によって監査されている。ただし、当該監査を受けたのはかかる連結財務書類の原文であって、本書に掲載される訳文が当該監査を受けているわけではない。

当連結財務書類は、インドネシアGAAP / IFASに準拠して作成されており、インドネシアGAAP / IFASは、投資を検討する者が精通しているであろう日本GAAPなどのその他の国の会計原則及び監査基準とは異なる点がある。

(訳文)

インドネシア国営電力公社

取締役宣誓書

(2022年及び2021年12月31日現在の並びに

2022年及び2021年12月31日終了年度の連結財務書類に係る責任に関する宣誓)

我々、下記の署名者は、

- | | |
|-----------|--|
| 1. 氏名 | : ダルマワン・プラソジョ |
| 事務所の所在地 | : インドネシア国営電力公社
南ジャカルタ市トルノジョヨ通りブロックM I、135号 |
| 身分証に記載の住所 | : 南タンゲラン、RT.009、RW.005、Kecセルボン、
ザ・グリーン・クラスター・グランド・キャニオン・
ブロックI - 2、25号BS |
| 電話番号 | : (021) 7261122 |
| 役職 | : 取締役社長 |
| 2. 氏名 | : シンシア・ロエスリ |
| 事務所の所在地 | : インドネシア国営電力公社
南ジャカルタ市トルノジョヨ通りブロックM I、135号 |
| 身分証に記載の住所 | : 南ジャカルタ市
メンテング・アタス、スティアブディ
RT 003 RW 010
タマン・ラスナアパートメント、TWR 17 - 14D |
| 電話番号 | : (021) 7261122 |
| 役職 | : 財務担当取締役 |

以下の事項を宣誓する。

1. 我々は、連結財務書類の作成及び表示について責任を負っている。
2. 連結財務書類は、インドネシアの一般に公正妥当と認められる会計原則に従って作成及び表示されている。
3. a. 連結財務書類に含まれる全ての情報は、完全かつ正確である。
b. 連結財務書類に誤解を生じさせる重要な情報又は事実の記載はなく、かつ、重要な情報及び事実の記載が欠けていない。

4. 我々は、当公社及び当公社の子会社の内部統制システムに対して責任を負っている。

この宣誓書は、誠実に作成されている。

2023年 5 月 2 日

署名

ダルマワン・プラソジョ

取締役社長

署名

シンシア・ロエスリ

財務担当取締役

(訳文)

PWC

独立監査人の監査報告書

株主御中

インドネシア国営電力公社

意見

我々は、2022年12月31日現在の連結財政状態計算書並びに同日に終了した各年度の連結損益及びその他の包括利益計算書、連結持分変動計算書並びにキャッシュ・フロー計算書、並びに重要な会計方針の要約を含む連結財務書類に対する注記から構成される、インドネシア国営電力公社及びその子会社（以下「グループ」という。）の連結財務書類の監査を実施した。

我々は、添付の連結財務書類が、インドネシアの一般に公正妥当と認められる会計原則に従って、グループの2022年12月31日現在の連結財政状態並びに同日に終了した各年度の連結財務業績及び連結キャッシュ・フローを全ての重要な点において適正に表示しているものと認める。

意見の基礎

我々は、インドネシア公認会計士協会（Indonesian Institute of Certified Public Accountants）の定める監査基準に準拠して監査を行った。これらの基準に基づく我々の責任は、本監査報告書の「連結財務書類の監査に対する監査人の責任」の段落において詳述されている。我々は、インドネシアにおける連結財務書類の監査に関連する倫理的要件に従い、グループから独立しており、これらの要件に従ってその他の倫理的責任を果たしている。我々は、監査意見の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと考えている。

重要な監査事項

重要な監査事項は、我々の専門的判断において、当年度の連結財務書類の監査において最も重要な事項であった。これらの事項は、我々が連結財務書類全体に対して行った監査の文脈において及び我々の意見を形成するに当たって取り上げられたものであり、これらの事項について独立の意見を述べるものではない。

我々の監査で特定された重要な監査事項の概要は以下のとおりである：

1. 前払税金の回収可能性

連結財務書類に対する注記4 - 重要な会計判断及び重要な会計上の見積り、注記19 - 前払税金、注記47 - 法人税を参照のこと。

2022年12月31日現在、グループは15.7兆ルピアの前払税金及び4.4兆ルピアの不確実な税務処理に係る引当金を計上している。この引当金は、グループが税務上の異議申立てや控訴に失敗した場合に発生しうる税務上のエクスポージャーの見積りである。

経営陣が行った判断や見積りは、税務総局によって異議を唱えられる可能性があるため、この分野に焦点を当てた。そのため、税務上の判断は不確実なものとなっている。また、グループがとった税務ポジションの解決には数年を要する可能性があり、場合によっては、その結果を予測することは困難である。

我々の監査において重要な監査事項をどのように取り扱ったか

我々は、この重要な監査事項に関し、次の監査手続を実施した：

- ・グループが採用した不確実な税務処理に関する前払税金の回収可能性に関する経営陣の評価を理解した。
- ・グループの見解を理解するために、税務当局とのやりとり、税務裁判所の判決及び司法審査の結果について検討した。
- ・税務専門家の関与のもと、グループと関連する税務当局との間のやりとりを調査することにより、未解決の税務案件の結果の可能性、グループが自身の立場を守る能力、グループが見積もった前払税金の回収可能性を評価した。
- ・グループが割り出した回収成功の可能性の見積りに基づいて引当金を再計算し、税務専門家の関与のもと、かかる成功の可能性が適切であるかどうかを評価した。
- ・適用される会計基準の要件に従い、連結財務書類に対する注記19及び注記47に記載されている関連する開示内容の妥当性を評価した。

2. 従業員給付債務の帳簿価額の評価

連結財務書類に対する注記4 - 重要な会計判断及び重要な会計上の見積り及び注記49 - 従業員給付債務を参照のこと。

2022年12月31日現在、グループは、年金制度、その他の退職後給付、医療給付、その他の長期給付から成る従業員給付負債68.9兆ルピアを計上している。年金制度は、関連当事者であるDana Pensiun PLNが管理している。

経営陣は、年度末現在の従業員給付債務を確定するために、独立の年金数理士を雇った。年金数理人は、従業員給付制度の種類ごとの重要な前提条件に基づいて従業員給付債務の現在価値を見積った。重要な前提条件には、年間の予想昇級率、年間の年金給付増加率、将来の医療費増加率及び割引率が含まれる。

我々は、従業員給付債務の現在価値を決定するに当たって経営陣が行った重要な見積りがあるため、この分野に焦点を当てた。

我々の監査において重要な監査事項をどのように取り扱ったか

我々は、この重要な監査事項に関し、次の監査手続を実施した：

- ・従業員給付制度の諸条件を理解した。

- ・ 経営の専門家としての独立した年金数理人の専門性、能力、客観性を評価した。
- ・ 以下の手続きを実施することにより、従業員給付債務の現在価値について検証を行った：
 - 年金数理人が使用した評価方法を理解し、使用した評価方法が適用される会計基準上許容されるものであるどうかを評価した。
 - 社内の数理専門家の協力のもと、以下の手続きを実施することにより、数理計算に使用した主要な前提条件を理解及び評価した：
 - 2022年12月31日時点の国債の市場利回りと比較することにより、割引率の合理性を評価すること。
 - 予想昇給率、医療給付及びその他の長期給付制度に関する過去のデータ及び経営陣の長期計画と比較することにより、予想昇給率、年金給付増加率及び将来の医療費増加率の合理性を評価すること。
 - グループの従業員給付債務を再計算し、その数学的正確性を確認すること。
 - 数理モデルで使用される従業員データの適切性を、サンプルベースで、裏付資料と照合してテストした。
- ・ 適用される会計基準の要件に従い、連結財務書類に対する注記49で提供されている関連する開示内容の妥当性を評価した。

その他の情報

経営陣は、その他の情報について責任を負う。その他の情報は、グループの年次報告書に記載されている情報（但し、連結財務書類及びそれに対する我々の監査報告書は含まれていない。）から構成されている。グループの年次報告書は、本監査報告書の日付後に入手可能となる予定である。

我々の連結財務書類に対する意見にその他の情報は含めておらず、したがって、その他の情報について何ら保証を表明するものではありません。

我々の連結財務書類の監査に関連して、我々の責任は、上記で特定されたその他の情報が入手可能となったときにそれを読み、その際に、当該その他の情報が、連結財務書類又は監査において入手した我々の知識と著しく矛盾していないか、あるいは著しく虚偽の表示がなされているように見えるかを検討することである。

グループの年次報告書を読んだ結果、重大な虚偽表示があると判断した場合には、我々は、ガバナンス担当者へその旨連絡するとともに、インドネシア公認会計士協会が定める「監査基準」に従って、適切な措置を講じることが求められる。

経営陣及び連結財務書類のガバナンス担当者の責任

経営陣は、インドネシアの一般に公正妥当と認められる会計原則に従い、連結財務書類を作成し、公正に表示する責任を負っており、また、不正又は誤謬による重大な虚偽表示のない連結財務書類を作成するために経営陣が必要と判断した内部統制について責任を負う。

連結財務書類の作成にあたって、経営陣は、継続企業としてのグループの継続可能性を評価し、継続企業に関連する事項を適宜開示し、経営陣がグループを清算し若しくは事業を停止する意図がある場合、又は、そのようにする以外に現実的な代替策を有しない場合を除き、継続企業の会計基準を使用する責任を負う。

ガバナンス担当者は、グループの財務報告プロセスを監督する責任を負う。

連結財務書類の監査に対する監査人の責任

我々の目的は、連結財務書類が全体として、不正又は誤謬による重大な虚偽表示がないとの合理的な保証を得ること、及び我々の意見を含む監査報告書を発行することである。合理的な保証とは、高いレベルの保証であるが、監査基準に従って実施された監査によって、重大な虚偽表示が存在する場合にこれを必ず発見できるということを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬から生じる可能性があり、個別に又は全体として、これらの連結財務書類に基づいて行われる利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、重要であるとみなされる。

監査基準に基づく監査の一環として、我々は専門的な判断を行い、監査を通じて専門的懐疑心を維持する。また、以下も行う：

- ・不正又は誤謬による連結財務書類の重大な虚偽表示のリスクを特定及び評価し、これらのリスクに対応した監査手続を設計及び実施し、我々の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手すること。不正は、共謀、偽造、意図的な脱漏、虚偽又は内部統制の無効を伴う可能性があるため、不正による重大な虚偽表示を発見できないリスクは、誤謬による虚偽表示よりも高い。
- ・グループの内部統制の有効性に関する意見を表明するためではなく、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制を理解すること。
- ・採用した会計方針の適切性、経営陣が行った会計上の見積り及び関連する開示内容の合理性を評価すること。
- ・経営陣が継続企業の前提を適用することの適切性、及び入手した監査証拠に基づき、グループが継続企業であり続けることに重大な疑義を生じさせるような事象又は状況に関連する重要な不確実性が存在するか否かについて結論を出すこと。重要な不確実性が存在すると判断した場合、我々は、監査報告書において、連結財務書類における関連する開示について注意を喚起し、当該開示が不十分である場合には、意見を修正することが要求される。我々の結論は、本監査報告書の日付までに入手した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象又は状況により、グループが継続企業でなくなる可能性がある。
- ・開示内容を含む連結財務書類の全体的な表示、構造及び内容、並びに連結財務書類が公正な表示を達成する方法で基礎となる取引及び事象を表しているか否かを評価すること。
- ・連結財務書類に対する意見を表明するために、グループ内の事業体又は事業活動の財務情報に関する十分かつ適切な監査証拠を入手すること。我々は、グループ監査の指揮、監督、実施について責任を負っている。我々は、引き続き監査意見について全責任を負う。

我々は、特に、計画された監査の範囲及び時期、並びに監査中に特定した内部統制の重大な欠陥を含む重要な監査結果について、ガバナンス担当者とコミュニケーションを図る。

また、我々は、ガバナンス担当者に対し、独立性に関する倫理的要件を遵守していることを表明し、我々の独立性に影響を及ぼすと合理的に考えられる全ての関係及びその他の事項、並びに該当する場合には関連するセーフガードについてコミュニケーションを図る。

我々は、ガバナンス担当者に伝達した事項うち、当年度の連結財務書類の監査において最も重要な事項、即ち重要な監査事項を決定した。我々は、これらの事項を監査報告書に記載している。但し、法令によって当該事項の公開が禁止されている場合、又は極めてまれな状況において、当該事項を伝達することによる公益上の利益を上回る悪影響が合理的に予想されるため、当該事項を監査報告書に記載すべきではないと判断した場合は、この限りではない。

ジャカルタ

2023年 5 月 2 日

Yanto, S.E., Ak., M.Ak., CPA

公認会計士免許番号：AP.0241

インドネシア国営電力公社
及びその子会社

連結財政状態計算書

2022年及び2021年12月31日現在

	注記	2022年 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
資産			
固定資産			
有形固定資産	6	1,433,048,983	1,427,058,358
使用権資産	7	29,005,193	29,762,537
投資不動産	8	5,623,489	5,451,410
関連会社及び共同支配企業に対する投資	9	24,243,468	17,810,839
前払税金	19	11,351,639	17,112,377
繰延税金資産	47	427,448	264,705
関係当事者に対する債権	10	1,288,270	1,160,081
制限付現金	11	4,454,508	4,861,882
その他の債権	17	1,348,132	1,145,976
政府に対する債権	16	2,587,938	18,254,891
前払費用及び前受金	20	169,367	-
その他の固定資産	12	5,199,459	4,422,025
固定資産合計		1,518,747,894	1,527,305,081
流動資産			
現金及び現金同等物	13	51,503,096	37,968,399
制限付現金	11	302,386	206,279
短期投資	14	533,332	297,720
売掛債権			
関係当事者	15	2,258,400	2,142,886
第三者	15	22,498,882	21,659,500
政府に対する債権	16	18,882,562	8,300,000
その他の債権	17	1,368,707	1,249,618
棚卸資産	18	17,534,804	10,393,419
前払税金	19	3,524,488	2,701,520
前払費用及び前受金	20	646,651	808,968
関係当事者に対する債権	10	231,006	183,066
デリバティブ資産	56	107,068	-
流動資産合計		119,391,382	85,911,375
資産合計		1,638,139,276	1,613,216,456

添付の注記は、これらの連結財務書類全体の一部を構成している。

	注記	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
負債及び資本			
資本			
親会社株主に帰属する持分			
株式資本 - 額面金額 1 株当たり百万ルピア			
授權 - 439,000,000株			
2022年12月31日現在で145,536,096株を			
2021年12月31日現在で135,460,886株を			
それぞれ引受済かつ払込済	21	145,536,096	135,460,886
発行手続における政府による株式引受	22b	5,000,000	10,075,210
払込剰余金	22a	34,608	34,608
非支配株主との取引に係る価値の差		(2,100)	-
利益剰余金			
処分済	21	64,657,026	64,657,026
未処分	21	99,438,371	84,962,218
その他の包括利益		675,695,036	685,408,045
親会社株主に帰属する持分		990,359,037	980,597,993
非支配持分		1,091,529	1,009,130
資本合計		991,450,566	981,607,123
固定負債			
繰延税金負債	47	48,427,461	45,576,375
長期負債 - 1 年以内債権控除後			
ツー・ステップ・ローン	24	30,182,450	31,778,793
政府及びノンバンク政府系金融機関借入金	25	2,202,823	2,927,754
リース負債	26	8,413,952	10,471,903
銀行借入金	27	122,437,243	139,045,012
債券及びスクーク・イジャラ	28	198,471,221	187,734,643
購入電力費未払金	29	5,711,856	5,711,211
その他の支払債務	31	671,526	466,379
繰延収益	23	20,060,147	13,271,056
従業員給付債務	49	65,038,580	48,087,727
固定負債合計		501,617,259	485,070,853
流動負債			
買掛金			
関係当事者	30	15,212,073	20,566,633
第三者	30	35,871,189	27,338,123
未払税金	32	2,285,782	1,998,768
未払費用	33	7,353,802	6,528,616
短期従業員給付債務	49	9,311,116	10,320,993
需要家保証金	34	16,539,411	15,584,069
プロジェクト費用未払金	35	2,096,511	114,546
繰延収益	23	1,143,357	740,906

デリバティブ債務	56	-	107,271
1年以内返済の長期債務			
ツー・ステップ・ローン	24	3,002,264	2,920,412
政府及びノンバンク政府系金融機関借入金	25	1,425,985	1,960,686
リース負債	26	4,448,363	4,570,040
銀行借入金	27	29,972,875	26,841,397
債券及びスクーク・イジャラ	28	2,863,200	5,420,392
購入電力費未払金	29	528,890	457,545
KIK-EBA借入金	28	-	569,578
その他の支払債務	31	13,016,633	20,498,505
流動負債合計		145,071,451	146,538,480
負債合計		646,688,710	631,609,333
負債及び資本合計		1,638,139,276	1,613,216,456

連結損益及びその他の包括利益計算書

2022年及び2021年12月31日に終了した年度

	注記	2022年度 百万ルピア	2021年度*) 百万ルピア
収益			
電力売上	36	311,057,224	288,862,726
需要家接続手数料	23	857,468	493,437
政府の電力補助金	37	58,831,960	49,796,949
受取補償金	16	63,649,821	23,392,162
その他	38	6,735,470	4,426,733
収益合計		441,131,943	366,972,007
営業費用			
燃料・潤滑油費	39	151,376,726	118,419,490
購入電力費	40	130,230,383	103,553,472
リース	41	2,793,187	4,772,014
維持管理費	42	23,948,698	22,600,774
人件費	43	24,884,860	25,092,756
有形固定資産減価償却費	6	40,992,657	38,327,468
使用権資産減価償却費	7	3,063,978	3,113,803
その他	44	8,903,313	7,239,348
営業費用合計		386,193,802	323,119,125
営業利益		54,938,141	43,852,882
その他利益（費用）、純額	46	2,841,675	(3,719,419)
為替差（損）益、純額		(19,790,474)	2,676,145
金融収益		687,495	787,231
金融費用	45	(17,135,165)	(20,375,755)
税引前利益		21,541,672	23,221,084
法人税金費用	47	(7,126,952)	(10,046,207)
当期利益		14,414,720	13,174,877

*) 組替後。注記58を参照のこと。

	注記	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
当期利益		14,414,720	13,174,877
当期その他の包括利益			
期末日以降において損益に組替される可能性のある項目			
関連会社及び共同支配企業によるその他包括持分利益	9	2,928,156	610,789
損益に組替されない項目			
有形固定資産再評価益の変動	6	412,522	19,559,900
確定給付制度の再測定	49	(15,713,180)	8,533,129
関連法人税等便益（費用）	47.b	3,366,144	(4,696,115)
税引後当期その他の包括（損失）利益		(9,006,358)	24,007,703
当期包括利益合計		5,408,362	37,182,580
以下に帰属する当期利益：			
親会社株主		14,334,040	13,128,626
非支配持分		80,680	46,251
合計		14,414,720	13,174,877
以下に帰属する当期包括利益：			
親会社株主		5,316,879	37,107,612
非支配持分		91,483	74,968
合計		5,408,362	37,182,580
1株当たり利益 - 基本的 / 希薄化後（全額ルピア）	48	99,339	96,972

[次へ](#)

連結持分変動計算書

2022年及び2021年12月31日に終了した年度

親会社株主に帰属する持分

		利益剰余金						その他の包括利益			
注記	引受済かつ 払込済の 株式資本 百万ルピア	発行手続 における 政府による 株式引受 百万ルピア	払込剰余金 百万ルピア	利益剰余金		有形固定資産 再評価益 百万ルピア	確定給付制度 の再測定 百万ルピア	関連会社 及び 共同支配 企業 による その他 包の括持分利益 百万ルピア	親会社株主に 帰属する持分 百万ルピア	非支配持分 百万ルピア	資本合計 百万ルピア
				処分済 百万ルピア	未処分 百万ルピア						
2021年1月1日残高	135,342,182	-	5,216,571	64,657,026	71,928,554	672,476,750	(11,299,870)	557,217	938,878,430	934,162	939,812,592
株式発行による増加分	21	118,704	-	-	-	-	-	-	118,704	-	118,704
共通の支配下にある法人 の組織再編行為による 価値の差	5、22	-	-	(106,753)	-	-	-	-	(106,753)	-	(106,753)
発行手続における政府に よる株式引受	21、22	-	5,000,000	-	-	-	-	-	5,000,000	-	5,000,000
払込剰余金からの組替	22	-	5,075,210	(5,075,210)	-	-	-	-	-	-	-
配当	21	-	-	-	(400,000)	-	-	-	(400,000)	-	(400,000)
有形固定資産再評価益の 組替	6	-	-	-	305,038	(305,038)	-	-	-	-	-
当年度包括利益合計		-	-	-	13,128,626	16,741,074	6,627,123	610,789	37,107,612	74,968	37,182,580
2021年12月31日残高	135,460,886	10,075,210	34,608	64,657,026	84,962,218	688,912,786	(4,672,747)	1,168,006	980,597,993	1,009,130	981,607,123

親会社株主に帰属する持分

		その他の包括利益											
		引受済かつ 払込済の 株式資本 百万ルピア	発行手続 における 政府による 株式引受 百万ルピア	利益剰余金		有形固定資産 再評価益 百万ルピア	確定給付制度 の再測定 百万ルピア	関連会社 及び 共同支配 企業 による その他の 包括持分利益 百万ルピア	非支配株主と の取引に係る 価値の差 百万ルピア	親会社株主に 帰属する持分 百万ルピア	非支配持分 百万ルピア	資本合計 百万ルピア	
注記				払込剰余金 百万ルピア	処分済 百万ルピア								未処分 百万ルピア
2022年1月1日残高		135,460,886	10,075,210	34,608	64,657,026	84,962,218	688,912,786	(4,672,747)	1,168,006	-	980,597,993	1,009,130	981,607,123
株式発行による増加分	21	10,075,210	(10,075,210)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
発行手続における政府													
による株式引受	21、22	-	5,000,000	-	-	-	-	-	-	-	5,000,000	-	5,000,000
非支配株主からの子会													
社持分の取得		-	-	-	-	-	-	-	-	(2,100)	(2,100)	(9,084)	(11,184)
配当	21	-	-	-	-	(750,000)	-	-	-	-	(750,000)	-	(750,000)
有形固定資産再評価益													
の組替	6	-	-	-	-	892,113	(695,848)	-	-	-	196,265	-	196,265
当年度包括利益合計		-	-	-	-	14,334,040	321,767	(12,256,281)	2,917,353	-	5,316,879	91,483	5,408,362
2022年12月31日残高		145,536,096	5,000,000	34,608	64,657,026	99,438,371	688,538,705	(16,929,028)	4,085,359	(2,100)	990,359,037	1,091,529	991,450,566

[次へ](#)

連結キャッシュ・フロー計算書

2022年及び2021年12月31日に終了した年度

	注記	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
営業活動からのキャッシュ・フロー			
需要家からの現金収入		327,584,754	301,069,399
受領済政府補助金	37	56,129,265	46,155,349
受取補償金		72,127,059	17,904,508
法人税還付金受領額		592,194	479,309
その他税金還付金受領額		7,357,277	5,798,026
受取利息		800,071	787,231
サプライヤーへの支払額		(322,795,079)	(246,824,172)
従業員への支払額		(24,698,911)	(21,894,618)
支払利息		(15,982,713)	(20,229,812)
法人税支払額		(1,766,874)	(1,760,566)
税額査定通知書に基づく支払額		(434,556)	(12,863,580)
政府に対する債務		(1,202,263)	-
営業活動から生じた正味資金		97,710,224	68,621,074
投資活動からのキャッシュ・フロー			
関連会社及び共同支配企業からの配当収入	9	557,792	323,358
事業で使用されていない資産の売却収入		110,064	23,240
子会社の取得		-	(552,605)
有形固定資産の取得（プロジェクトのための前払金を含む。）		(54,653,968)	(59,633,724)
関連会社及び共同支配企業の持分の取得	9	(457,398)	(179,664)
制限付現金の引出		7,055,832	8,092,156
制限付現金の預入		(6,402,396)	(7,618,115)
引出短期投資		30,000	577,776
預入短期投資		(246,195)	(30,000)
共同支配企業債権の受領		99,364	-
関係当事者債権の追加		(35,802)	-
その他固定資産の取得		(821,255)	(554,450)
投資活動に使用した正味資金		(54,763,962)	(59,552,028)
財務活動によるキャッシュ・フロー			
発行手続における政府による株式引受からの収入	21	5,000,000	5,000,000
配当金支払	22	(750,000)	(400,000)
ツー・ステップ・ローンからの収入		876,645	894,658
ツー・ステップ・ローンの支払		(2,831,819)	(3,044,547)
政府及びノンバンク政府系金融機関借入金からの収入		-	8,423
政府及びノンバンク政府系金融機関借入金の返済		(758,423)	(750,000)

銀行借入による収入 - 短期	21,400,000	3,400,000
銀行借入による収入 - 長期	16,942,458	31,428,400
銀行借入の支払 - 短期	(23,400,000)	(2,384,541)
銀行借入の支払 - 長期	(35,428,734)	(38,783,470)
債券及びスーク・イジャラに係る支払	(5,345,442)	(15,166,000)
KIK-EBA借入金に係る支払	(587,288)	(883,666)
リース負債に係る支払	(4,721,269)	(4,765,662)
購入電力費未払金の支払	(477,008)	(434,255)
非支配株主からの子会社持分の取得	(11,184)	-
財務活動から生じた正味資金	(30,092,064)	(25,880,660)
現金及び現金同等物の純増加 / (減少)	12,854,198	(16,811,614)
為替変動の影響	680,515	44,621
現金及び現金同等物の予想信用損失引当金	(16)	(42)
期首現在の現金及び現金同等物	37,968,399	54,735,434
期末現在の現金及び現金同等物	51,503,096	37,968,399

キャッシュ・フローの情報に関する表示については、注記50を参照のこと。

連結財務書類に関する注記

2022年及び2021年12月31日に終了した年度

1. 一般情報

a. 設立及びその他の情報

インドネシア国営電力公社（以下「PLN」又は「当公社」という。）は、インドネシアのエネルギー・公共事業省の部門として1961年に設立された。当公社は、インドネシア共和国政府に引き継がれたオランダの電力会社数社の事業が継続しているものである。そのオランダの電力会社には、特に以下が含まれる。すなわちNV ANIEM、NV SEM、NV OJEM、NV EMS、NV EMBALOM、NV GEBEO、NV OGEM及びNV WEMIである。1965年政府規則第19号に基づき、当公社の地位は法人の地位に変更された。その後、1972年政府規則第18号により改正された1970年政府規則第30号に基づき、当公社は公社となった。ジャカルタの公証人*Sutjipto, S.H.*の1994年7月30日付公正証書第169号に基づき、当公社の地位は有限責任会社に変更され、プルサハン・ベルセロアン・ピー・ティー・プルサハン・リストリク・ネガラ又はPT PLN（ベルセロ）と名付けられた。この変更は、法務大臣により、1994年8月1日付決定書第C2-11.519.HT.01.01.Th.94号において承認され、1994年9月13日付の共和国の官報第73号、補足第6731号において公表された。

当公社の定款は数回修正されており、直近の変更は、ジャカルタの公証人*Lenny Janis Ishak, S.H.*の当公社の事業活動だけでなく当公社の目的及び目標に関する2022年8月22日付公正証書第11号によるものである。この修正は2022年8月25日付法務人権省令第AHU-0060721.AH.01.02号に基づき、法務人権大臣により承認されている。

当公社はジャカルタに拠点を置き、インドネシア全土48箇所に事業所及び13の子会社を展開している。当公社の本社は南ジャカルタ市クバヨラン・バル、トルノジョヨ通りブロックM 1、135号に所在している。

当公社の目的及び目標は、当公社の定款第3条に基づき、有限責任会社の原則を適用した上で、量的にも質的にも十分な公共目的の電気事業に従事し、国の発展を支援するために、利益を得て、政府からの任務を遂行することである。

「国有企業（以下「SOEs」という。）」に関する2003年法律第19号に基づき、政府は、特別任務を遂行するために任命された複数のSOEsに対し、一定の予想された利益（マージン）を含む全ての経費を補償する義務を負う。当公社はSOEであり、補助金付きの電力を公衆に提供する特別な任務を遂行している（注記37）。

2022年12月31日現在の当グループの正社員数は、51,477名（2021年の正社員数は52,116名）（未監査）である。全従業員数には、業務の性質が人材サービスであるPT ハレヨラ・パワーインドの従業員は含まれていない。PT ハレヨラ・パワーインドは当公社の子会社であるPT ハレヨラ・パワーの子会社である。

b. 当公社の債券の募集

当公社は、以下のとおり、いくつかのPLN債及びノートを発行している。

	発効日	上場取引所*	上場日	募集額 (百万ルピア)
ルピア債				
Shelf Registration Bonds				
IV PLN Phase I Year 2020	2020年8月31日	インドネシア証券取引所	2020年9月8日	1,500,000
Shelf Registration Sukuk				
Ijara IV PLN Phase I Year 2020	2020年8月31日	インドネシア証券取引所	2020年9月8日	376,500
Shelf Registration Bonds				
III PLN Phase VII Year 2020	2018年6月29日	インドネシア証券取引所	2020年5月6日	1,737,135

Shelf Registration Bonds III PLN Phase VI Year 2020	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2020年 2 月18日	4,812,430
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN Phase VI Year 2020	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2020年 2 月18日	115,500
Shelf Registration Bonds III PLN Phase V Year 2019	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2019年10月 1 日	1,912,900
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN Phase V Year 2019	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2019年10月 1 日	797,500
Shelf Registration Bonds III PLN Phase IV Year 2019	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2019年 8 月 1 日	2,953,620
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN Phase IV Year 2019	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2019年 8 月 1 日	1,250,000
Shelf Registration Bonds III PLN Phase III Year 2019	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2019年 2 月19日	2,393,000
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN Phase III Year 2019	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2019年 2 月19日	863,000
Shelf Registration Bonds III PLN Phase II Year 2018	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2018年10月10日	832,000
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN Phase II Year 2018	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2018年10月10日	224,000
Shelf Registration Bonds III PLN Phase I Year 2018	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2018年 7 月10日	1,278,500
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN Phase I Year 2018	2018年 6 月29日	インドネシア証券取引所	2018年 7 月10日	750,000
Shelf Registration Bonds II PLN Phase III Year 2018	2017年 6 月21日	インドネシア証券取引所	2018年 2 月23日	2,535,000
Shelf Registration Sukuk Ijara II PLN Phase III Year 2018	2017年 6 月21日	インドネシア証券取引所	2018年 2 月23日	698,500
Shelf Registration Bonds II PLN Phase II Year 2017	2017年 6 月21日	インドネシア証券取引所	2017年11月 2 日	2,545,500
Shelf Registration Sukuk Ijara II PLN Phase II Year 2017	2017年 6 月21日	インドネシア証券取引所	2017年11月 2 日	694,500
Shelf Registration Bonds II PLN Phase I Year 2017	2017年 6 月21日	インドネシア証券取引所	2017年 7 月12日	1,600,000

Shelf Registration Sukuk Ijara II PLN Phase I Year 2017	2017年 6 月21日	インドネシア証券取引所	2017年 7 月12日	400,000
Shelf Registration Bonds I PLN Phase II Year 2013	2013年 6 月27日	インドネシア証券取引所	2013年12月11日	1,244,000
Shelf Registration Sukuk Ijara I PLN Phase II Year 2013	2013年 6 月27日	インドネシア証券取引所	2013年12月11日	429,000
Shelf Registration Bonds I PLN Phase I Year 2013	2013年 6 月27日	インドネシア証券取引所	2013年 7 月 8 日	879,000
Shelf Registration Sukuk Ijara I PLN Phase I Year 2013	2013年 6 月27日	インドネシア証券取引所	2013年 7 月 8 日	121,000
PLN XII Bonds Year 2010	2010年 6 月30日	インドネシア証券取引所	2010年 7 月 9 日	2,500,000
Sukuk Ijara V PLN Year 2010	2010年 6 月30日	インドネシア証券取引所	2010年 7 月 9 日	500,000
PLN XI Bonds Year 2010	2009年12月31日	インドネシア証券取引所	2010年 1 月13日	2,703,000
Sukuk Ijara IV PLN Year 2010	2009年12月31日	インドネシア証券取引所	2010年 1 月13日	297,000
PLN X Bonds Year 2009	2008年12月31日	インドネシア証券取引所	2009年 1 月12日	1,440,000
Sukuk Ijara III PLN Year 2009	2008年12月31日	インドネシア証券取引所	2009年 1 月12日	760,000
PLN IX Bonds Year 2007	2007年 6 月29日	スラバヤ証券取引所	2007年 7 月11日	2,700,000
Sukuk Ijara II PLN Year 2007	2007年 6 月29日	スラバヤ証券取引所	2007年 7 月11日	300,000
PLN VIII Bonds Year 2006	2006年 6 月12日	スラバヤ証券取引所	2016年 6 月22日	2,200,100
Sukuk Ijara I PLN Year 2006	2006年 6 月12日	スラバヤ証券取引所	2016年 6 月22日	200,000
PLN VII Bonds Year 2004	2004年11月 3 日	スラバヤ証券取引所	2004年11月12日	1,500,000
PLN VI Bonds Year 1997	1997年 6 月27日	スラバヤ証券取引所	1997年 8 月12日	600,000
PLN V Bonds Year 1996	1996年 6 月28日	スラバヤ証券取引所	1996年 8 月28日	1,000,000
PLN IV Bonds Year 1995	1995年 6 月30日	インドネシア・パラレル取引所	1995年 9 月 4 日	680,000
PLN III Bonds Year 1995	1995年 1 月30日	インドネシア・パラレル取引所	1995年 4 月18日	318,430
PLN II Bonds Year 1993	1993年 9 月28日	インドネシア・パラレル取引所	1993年11月 8 日	600,000
PLN I Bonds Year 1992	1992年 9 月25日	インドネシア・パラレル取引所	1992年11月10日	300,000
合計				51,541,115

*) 1995年 7 月22日、インドネシア・パラレル取引所はスラバヤ証券取引所に買収された。2007年11月30日、スラバヤ証券取引所及びジャカルタ証券取引所が合併し、インドネシア証券取引所に名称変更された。

当社は、以下のとおり、複数のPLNメディアム・ターム・ノートを発行している。

	発効日	上場取引所	上場日	募集額 米ドル*)
グローバル・ メディアム・ターム・ ノート - 米ドル				
2020年発行	2020年 6 月30日	シンガポール証券取引所	2020年 7 月 1 日	1,500,000,000
2019年発行	2019年11月 5 日	シンガポール証券取引所	2019年11月 7 日	1,000,000,000
	2019年 7 月17日	シンガポール証券取引所	2019年 7 月18日	1,400,000,000

2018年発行	2018年10月25日	シンガポール証券取引所	2018年10月26日	1,000,000,000
	2018年 5 月21日	シンガポール証券取引所	2018年 5 月16日	2,000,000,000
2017年発行	2017年 5 月15日	シンガポール証券取引所	2017年 5 月16日	2,000,000,000
2012年発行	2012年10月24日	シンガポール証券取引所	2012年10月25日	1,000,000,000
2011年発行	2011年11月22日	シンガポール証券取引所	2011年11月23日	1,000,000,000
合計				10,900,000,000

グローバル・
ミディアム・ターム・
ノート - ユーロ

2019年発行	2019年11月 5 日	シンガポール証券取引所	2019年11月 7 日	500,000,000
2018年発行	2018年10月25日	シンガポール証券取引所	2018年10月26日	500,000,000
合計				1,000,000,000

グローバル・
ミディアム・ターム・
ノート - 日本円

2019年発行	2019年 9 月20日	非上場	N/A	23,200,000,000
合計				23,200,000,000

*) 全額

当社の完全子会社であるマジャパヒト・ホールディング B.V. (オランダ) は、下記のとおり保証付
ノートを発行した。

	発効日	上場取引所	上場日	募集額 *) 米ドル
保証付ノート - 米ドル				
2009年発行	2009年11月 6 日	シンガポール証券取引所	2009年11月 9 日	1,250,000,000
2009年発行	2009年 8 月 7 日	シンガポール証券取引所	2009年 8 月11日	750,000,000
2007年発行	2007年 6 月28日	シンガポール証券取引所	2007年 6 月29日	1,000,000,000
2006年発行	2006年10月16日	シンガポール証券取引所	2006年10月17日	1,000,000,000
合計				4,000,000,000

*) 全額

c. 経営陣及びその他の情報

2022年及び2021年12月31日現在における当社の経営陣は下記のとおりである。

	2022年度	2021年度
コミサリス会		
コミサリス会会長	アミエン・スナリャディ	アミエン・スナリャディ
コミサリス会副会長	スアハシル・ナザラ	スアハシル・ナザラ
コミサリス	ダダン・クスディアナ	リダ・ムルヤナ
	スシウィジョノ・モエギアルソ	スシウィジョノ・モエギアルソ
	モハメド・イハサン	モハメド・イハサン
	デュディ・ブルワガンディ	デュディ・ブルワガンディ
	テディ・バラタ	アルダン・アディペルダナ
	エコ・スリスト	エコ・スリスト

独立コミサリス	アミエン・スナリャディ チャールス・シトルス アレックス・イスカンダル・ムナフ	アミエン・スナリャディ ヘル・ウィナルコ アレックス・イスカンダル・ムナフ
---------	---	---

取締役会

取締役社長	ダルマワン・ブラソジョ	ダルマワン・ブラソジョ
財務及びリスク管理担当取締役	-	シンシア・ロエスリ
財務担当取締役	シンシア・ロエスリ	-
経営企画担当取締役	-	エヴィ・ハルヤディ
経営企画及び事業開発担当取締役	ハルタント・ウィボウォ	-
人事担当取締役	-	ユスフ・ディディ・セチアルト
法務及び人事担当取締役	ユスフ・ディディ・セチアルト	-
取引・需要家管理担当取締役	-	ボブ・サリル
小売及び取引担当取締役	エディ・スリムリヤンティ	-
一次エネルギー担当取締役	-	ルディ・ヘンドラ・プラストウォ
ジャワ、マドゥラ及びバリ地域事業担当取締役	-	ハルヤント・W.S
送電及びシステム企画担当取締役	エヴィ・ハルヤディ	-
スマトラ及びカリマンタン地域事業担当取締役	-	アディ・ルマクソ
発電管理担当取締役	アディ・ルマクソ	-
スラウェシ、マルク、パプア及びヌサ・トゥンガラ地域事業担当取締役	-	アディ・プリヤント
配電担当取締役	アディ・プリヤント	-
メガ・プロジェクト及び新エネルギー・再生エネルギー担当取締役	-	ウィルヨ・クストゥウィハルト
プロジェクト・マネジメント及び新エネルギー・再生エネルギー担当取締役	ウィルヨ・クストゥウィハルト	-

監査委員会

委員長	アミエン・スナリャディ	アミエン・スナリャディ
委員	アレックス・イスカンダル・ムナフ チャールス・シトルス トミ・パリシアント・ウィボウォ ニザム・ブルハヌディン	ヘル・ウィナルコ アレックス・イスカンダル・ムナフ トミ・パリシアント・ウィボウォ クリスナ・シムバプトラ ニザム・ブルハヌディン

会社秘書役

会社秘書役	アロイス・ウィスヌハルダナ	オヴァ・クルニアワン
-------	---------------	------------

d. サブホールディング構造の設立

法的な最終期間／段階に関するPT PLN（ペルセロ）のホールディング及びサブホールディングの設立並びにリストラクチャリング及び資産の移転に関する承認につき2022年12月30日付2022年インドネシア共

和国SOE大臣決定書第S-886/MBU/12号に基づき、当社は、以下の行為を通じて2023年1月1日から有効となったグループ・サブホールディングを設立した。

1. 当社の発電及び一次エネルギー事業活動に関する資産及び負債の一部のPT PLN Nusantara Power（PT PLN Nusantara Power）（以下「PNP」という。以前はPT PJBの名称であった。）及びPT Indonesia Power（PT Indonesia Power）（以下「IP」という。）に対する部分的なスピノフ
2. PT Pengeram Bangun Ristris Nasional Gas dan Geothermal（PT Pengeram Bangun Listrik Nasional Gas dan Geothermal）（以下「PLN GG」という。）及びPT Pelayaran Bahtera Adhiguna（PT Pelayaran Bahtera Adhiguna）（以下「BAG」という。）におけるグループ全体の所有権の形式による、PT PLN Energi Prima Indonesia（PT PLN Energi Primer Indonesia）（以下「EPI」という。以前はPT PLN Batubaraの名称であった。）に対する現物支給の資本参加（現物出資）

グループの4つのサブホールディングの構造は以下から成る。

1. 発電部門における2つのサブホールディング、すなわちPNP及びIP
2. 一次エネルギー調達物流部門における1つのサブホールディング、すなわちEPI
3. 発電、送配電以外の事業活動における1つのサブホールディング、すなわちPT Comnets Plus（PT Comnets Plus）

2022年12月30日に、PLNホールディング及びサブホールディングの設立の一部として、当社は以下のとおり承認され、及び/又は法務人権大臣に対し通知された2023年1月1日に有効となった以下の証書に署名した。

1. Muhammad Hanafi, S.H.の2022年12月30日付第70号及び第76号公正証書に記載されているKantor Jasa Penilai Publik Rengganis, Hamid & Partners（Kantor Jasa Penilai Publik Rengganis, Hamid & Partners）（以下「KJPP RHR」という。）の独立査定にあるとおり151,255,249百万ルピアのPNPにおける当社の新規発行株式で対価が支払われる、発電事業活動のPNPに対するスピノフの証書
2. Muhammad Hanafi, S.H.の2022年12月30日付第71号及び第77号公正証書に記載されているKJPP RHRの独立査定にあるとおり175,974,993百万ルピアのIPにおける当社の新規発行株式で対価が支払われる、IPに対する発電事業活動のスピノフの証書
3. Muhammad Hanafi, S.H.の2022年12月30日付第72号及び第78号公正証書に記載されているKJPP RHRの独立査定にあるとおり2,273,717百万ルピアの価額の新規発行株式で対価が支払われる、PLN GG及びBAGにおける当社の完全株式所有の形式によるEPIに対する現物支給の資本参加の証書

上記の事由、情報又は重要な事実が、当グループの運営活動、法的、財政状態又は事業継続に与える影響は、以下のとおりである。

1. PLNホールディング及びサブホールディングの設立により、無駄がなく、機敏で、効率的、且つ価値創造を生じるPLNグループの構造を構築すること、並びに各サブホールディングが各々の事業活動に重点的に取り組み、サブホールディングのレベルでリスクを限定し、戦略的パートナーシップを得る柔軟性を可能にすることが期待されている。
2. 取引の成就の際に、当社は上記の価額でPNP、IP及びEPI等の連結子会社における追加の株式所有権を得ることになる。これにより当グループに追加価値が与えられること及び当グループの事業活動の継続にプラスの影響があることが期待される。

2. インドネシアにおいて一般に公正妥当と認められる会計原則（以下「インドネシアGAAP」という。）の適用

a. 電力購入契約に基づく取引のための会計処理に関する2017年金融サービス庁規則第6/P0JK.04号（以下「P0JK第6号」という。）の適用

当グループは、複数の独立系発電事業者（以下「IPP」という。）と電力購入契約（以下「PPA」という。）及びエネルギー販売契約（以下「ESC」という。）を締結している。当該IPPsは、公共利用に供するための電力事業免許を保有している。

2016年1月1日以前に、当グループは、IPPとのPPA及びESCにリースが含まれるか否かを評価するに当たって、財務会計基準解釈指針（以下「IFAS」という。）第8号「契約にリースが含まれているか否かの判断」（以下「IFAS第8号」という。）を適用した（注記3.k）。

2017年3月1日、金融サービス庁（以下「FSA」という。）は、上場企業及び公開企業に適用されるPOJK第6号を発行した。POJK第6号に基づき、PPAに基づく取引は、PPAに電力売買以外の要素が含まれている場合であっても、売買取引として取り扱われる。POJK第6号は、2017年1月1日に開始する年度から非遡及的に適用され、早期適用は2016年1月1日に開始する年度から認められる。POJK第6号は、2017年大統領規則第14号に従った電力インフラ開発の推進に関する任務の終了まで有効である。

当グループは、2016年1月1日より非遡及的に早期にPOJK第6号を導入することを決定した。そのため、2016年1月1日以降のリースを含むPPA（注記3.k）に基づく電力売買取引については、発生時に、電力の購入として連結損益計算書及びその他の包括利益に記載される。2016年1月1日、当グループは、関連する資産及び負債の調整を行った。

関連する資産及び負債の調整純額43,428,454百万ルピアは2016年1月1日時点の利益剰余金の調整として計上されており、その詳細は下記のとおりである。

	2016年1月1日 調整前 百万ルピア	期首残高調整 百万ルピア	2016年1月1日 調整後 百万ルピア
有形固定資産	1,187,879,590	(72,227,600)	1,115,651,990
繰延税金資産	29,088,271	(14,787,769)	14,300,502
	<u>1,216,967,861</u>	<u>(87,015,369)</u>	<u>1,129,952,492</u>
固定負債			
購入電力費未払金	7,093,280	755,783	7,849,063
リース負債	149,621,763	(128,065,144)	21,556,619
流動負債			
リース負債	6,759,138	(3,313,534)	3,445,604
未払費用	10,627,055	(2,216,084)	8,410,971
購入電力費未払金	311,196	9,968	321,164
買掛金			
関係当事者	8,910,438	380,409	9,290,847
第三者	17,715,563	1,998,142	19,713,705
その他の支払債務	20,188,608	6,637	20,195,245
	<u>221,227,041</u>	<u>(130,443,823)</u>	<u>90,783,218</u>
POJK第6号適用による期首利益剰余金への影響		<u><u>43,428,454</u></u>	

2020年1月1日より、当グループは財務会計基準書（以下「SFAS」という。）第73号「リース」を適用している。この基準書は以下のとおり以前の会計基準書に代わるものである。

- ・ SFAS第30号：リース
- ・ IFAS第8号：契約にリースが含まれているか否かの判断
- ・ IFAS第23号：オペレーティング・リース - インセンティブ
- ・ IFAS第24号：リースの法形式を伴う取引の実質の評価
- ・ IAFS第25号：土地所有権

なお、当グループが締結したPPAについては、大統領規則に基づく電力インフラ開発の加速化に伴う業務が終了するまで有効であるため、引き続きPOJK第6号に基づいて処理されている。したがって、IPPとの間のPPA及びESCに係る会計処理は、当グループがSFAS第73号を適用する前と同じであり、すなわち売買取引として扱われるためSFAS第73号の適用範囲から除外されている。

b. 2022年1月1日以降に開始する年度より適用されるSFASに対する変更、改訂及び年間改善

2022年1月1日以降適用される下記の会計基準の改訂及び年間改善による当グループの会計方針の実質的な変更はなく、また当期連結財務書類において報告された金額に重大な影響はなかった。

- ・ SFAS第22号の改訂：企業結合 - 概念フレームワークの参照
- ・ SFAS第57号の改訂：引当金、偶発債務及び偶発資産 - 不利な契約 - 契約履行コスト
- ・ SFAS第69号の年間改善：農業
- ・ SFAS第71号の年間改善：金融商品
- ・ SFAS第73号の年間改善：リース

SFAS第71号、第55号、第60号、第62号及び第73号の改訂に関し、当グループは現在、米ドル建てロンドン銀行間取引金利（以下「LIBOR」という。）を参照し、期限が2023年6月まで延長された関係当事者（注記27）からの借入金を有している。2022年12月31日現在で、多数の代替指標は決定されていない。

発行済みであるものの2022年1月1日に開始する会計年度においてはまだ適用されていない新たな基準、改訂及び改正は以下のとおりである。

- ・ SFAS第74号：保険契約
- ・ SFAS第1号の改訂：財務諸表の表示 - 負債を流動負債又は長期負債に区分
- ・ SFAS第1号の改訂：財務諸表の表示 - 会計方針の開示
- ・ SFAS第1号の改訂：財務諸表の表示 - 特約条項付き長期負債
- ・ SFAS第16号の改訂：有形固定資産 - 意図された使用の前に発生する利益
- ・ SFAS第25号の改訂：会計方針、会計上の見積りの変更及び誤謬 - 会計上の見積りの定義
- ・ SFAS第46号の改訂：法人税 - 単一取引から生じる資産及び負債に関連する繰延税金
- ・ SFAS第73号の改訂：リース - セール・アンド・リースバック取引におけるリース負債
- ・ SFAS第74号の改訂：SFAS第74号及びSFAS第71号の当初適用に関する保険契約 - 比較情報
- ・ SFAS第101号の改正：シャリーア財務諸表の表示
- ・ SFAS第107号の改正：イジャラ会計
- ・ SFAS第109号の改正：ザカット（Zakat）、インファク（Infaq）、サダカー（Sedekah）会計

上記の新しい基準、改訂及び改正は2023年1月1日から適用となる。ただし、SFAS第1号「財務諸表の表示 - 特約条項付き長期負債」の改訂、SFAS第73号の改訂、及びSFAS第101号と第109号の改正は2024年1月1日から適用となり、SFAS第74号及びSFAS第74号の改訂は2025年1月1日から適用となるが、いずれも早期適用が認められている。

これらの連結財務書類の完成日時点で、当グループは、これらの新しい基準、改訂、改正及び年間改善が当グループの連結財務書類に与える潜在的な影響を評価している。

3. 重要な会計方針

以下は、当グループが連結財務書類を作成するにあたり採用した重要な会計方針である。これらの方針は別途記載する場合を除き、表示されている全ての年度について継続的に適用されている。

a. 遵守声明書

2016年1月1日以降、連結財務書類は、下記を含むインドネシアGAAPに準拠して作成及び表示されている。

- (a) インドネシア財務会計基準審議会（以下「DSAK-IAI」という。）が発行した財務会計基準である、SFAS及びIFAS、
- (b) インドネシア・シャリーア会計基準審議会（以下「DSAS-IAI」という。）が発行したシャリーア会計基準（以下「SAS」という。）を含むシャリーア財務会計基準、並びに

- (c) 財務書類の表示に係る指針で構成されるFSA規則第VIII.G.7号、資本市場・金融機関監督庁（以下「CM-FISB」という。）の上場会社及び公開会社の財務書類の表示及び開示に関する2012年長官令第KEP-347/BL号、並びに電力購入契約に基づく取引の会計処理に関するFSA規則2017年第6 P0JK.04号を含む、FSAが公表した適用ある資本市場規則。

b. 連結財務書類の作成基準

連結キャッシュ・フロー計算書以外の連結財務書類は、発生主義を利用して作成されている。連結財務書類の作成に使用される表示通貨は、当グループの機能通貨であるルピア（以下「ルピア」という。）である。連結財務書類の作成及び表示は継続企業の公準に基づいており、測定基準は取得原価である。ただし、関連する会計方針に記載された方法に基づいて測定される一部の勘定は除く。

インドネシア財務会計基準に準拠した連結財務書類の作成には、一定の重要な会計見積り及び仮定の使用が必要となる。また、経営陣は、当グループの会計方針を適用する過程において判断を下さなければならない。高度な判断を伴う分野若しくは複雑な分野、又は仮定及び見積りが連結財務書類にとって重要な分野については、注記4に開示している。

c. 連結の原則

i. 子会社

i.1. 連結

子会社とは、当グループが支配権を有する全ての事業体（特別目的事業体含む。）である。当グループが当該事業体との関係から変動リターンにさらされているか、又は変動リターンに対する権利を有しており、当該事業体に対する支配力を通じて変動リターンに影響を与えることができる場合に、当グループはかかる事業体を支配している。

子会社は、支配権が当グループに移転した日から連結され、その支配が停止した日に連結から外される。

グループ内の残高、取引、収益及び費用は除外されている。また、資産として認識されているグループ内取引から生じる損益も除外されている。子会社の会計方針は、当グループが採用する方針との整合性を確保するために、必要に応じて修正されている。

i.2. 取得

当グループは、企業結合を取得法で会計処理している。子会社の取得のために移転された対価は、移転した資産、被取得企業の旧所有者に発生した負債及び当グループが発行した資本持分の公正価値である。

移転された対価には、条件付対価契約から生じる資産又は負債の公正価値が含まれる。企業結合により取得した識別可能な資産、引き受けた負債及び偶発債務は、当初、取得日現在の公正価値で測定される。

当グループは、取引ごとに、被取得企業の非支配持分を、公正価値又は被取得企業の識別可能な純資産の非支配持分の比例持分のいずれかで認識する。非支配持分は、親会社株主とは別に、連結財政状態計算書において資本として報告される。

取得関連費用は発生時に費用処理されている。

企業結合が段階的に達成された場合、当グループは、被取得企業に対するこれまで保有していた持分を取得日の公正価値で再測定し、その結果生じた損益があれば、純損益として認識する。当グループによって移転される条件付対価は、取得日の公正価値で認識される。資産又は負債とみなされる条件付対価のその後の公正価値の変動は、純損益として認識される。持分に分類された条件付対価は再測定されず、その後の清算は持分の範囲内で会計処理される。

取得された識別可能な純資産の当グループの持分の公正価値に対する移転された対価、被取得企業のあらゆる非支配持分の額及び買収者の被取得企業に対するこれまで保有していた持分の取得日時点の公正価値の超過分は、のれんとして計上される。これらの金額が取得した子会社の正味識別可能資産の公正価値を下回り、全ての金額の測定が見直された場合で、負ののれんの場合には、その差額は純損益として直接認識される。

・ 支配の喪失を伴わない子会社の持分変動

支配の喪失を伴わない非支配持分の取引は、持分取引として会計処理される。支払対価と取得した子会社の純資産の帳簿価格の持分との差額は、資本として計上される。被支配持分の処分による損益も資本に計上される。

・ 子会社の処分

当グループが子会社の支配を喪失した場合、当グループは支配を喪失した日の帳簿価額で子会社の資産（のれんを含む。）及び負債の認識を停止する。過去に、その他の包括利益において認識された金額は、SFASに基づき要求される場合、損益に再分類されるか、直接利益剰余金に振り替えられる。

旧子会社に留保されている投資は公正価値で認識される。支配が喪失した日において留保されている投資の帳簿価額及びその公正価値の差額は損益として認識される。

・ 関連会社及び共同支配企業の会計

関連会社とは、当グループが重要な影響力を有しているが支配していない事業体であり、通常、議決権の20%以上50%未満の株式を所有している。関連会社に対する投資は、（もしあれば）減損損失控除後、持分法を用いて財務書類に計上される。

共同支配企業とは、共同支配権を有する当事者らが契約に係る純資産に対し権利を有することとなる共同契約に基づき形成された事業体をいう。共同支配企業は、（もしあれば）減損損失控除後、持分法を用いて計上される。

- 取得

関連会社又は共同支配企業への投資は、当初、費用として認識される。取得費用は、移転された資産、取引日に発行された資本性金融商品又は発生した若しくは引き受けた負債の公正価値に、取得に直接起因する費用を加算した価格で測定している。

関連会社又は共同支配企業の取得に係るのれんは、関連会社又は共同支配企業の識別可能な純資産の公正価値の当グループの持分に対する関連会社又は共同支配企業の取得費用の超過分を示しており、投資の帳簿価額に含まれる。

- 持分法

持分法を適用するにあたり、当グループの関連会社又は共同支配企業の取得後の損益に対する持分は損益として認識され、取得後のその他の包括利益に対する持分はその他の包括利益として認識される。

これらの取得後の変動及び関連会社又は共同支配企業から受け取った配当金は、投資の帳簿価額に対して調整される。

関連会社又は共同支配企業の損失に対する当グループの持分が、他の無担保非流動受取勘定を含む関連会社又は共同支配企業に対する持分と同等か、それを上回る場合、関連会社又は共同支配企業に代わって支払義務を負っているか、支払済みである場合を除き、当グループはさらなる損失を認識しない。

当グループと関連会社又は共同支配企業との間の取引に係る未実現利益は、当グループの関連会社又は共同支配企業に対する持分の範囲内で消去される。また、取引が譲渡資産の減損の証拠とならない限り、未実現損失は消去される。関連会社又は共同支配企業の会計方針は、当グループが採用する会計方針との整合性を確保するため、必要に応じて変更される。

関連会社又は共同支配企業から受領する配当金は、投資の帳簿価額の減少として認識される。

各報告日において、当グループは、関連会社又は共同支配企業に対する投資が減損されていることを示す客観的な証拠があるかどうかにつき判断する。そのような証拠が存在する場合、当グループは減損額を関連会社又は共同支配企業の減損額の戻入とその帳簿価額の差額を計算し、かかる金額を損益として認識する。

- 処分

関連会社又は共同支配企業に対する投資の認識は、当グループが大きな影響力を喪失した場合に中止され、当該企業に対する留保された資本持分は公正価値で再測定される。大きな影響力を喪失した日における留保持分の帳簿価額とその公正価値との差額は純損益として認識する。

大きな影響力を留保している関連会社及び共同支配企業への投資の一部処分又は希薄化から生じる損益は純損益として認識され、それまでにその他の包括利益として認識されていた金額の比例持分のみが、適切な場合に純損益に振り替えられる。

d. のれん

のれんは、子会社の取得から生じるものであり、移転された対価が、被取得企業の識別可能な純資産、負債及び偶発債務の純公正価値並びに被取得企業の非支配持分の公正価値に対する持分を超過する部分を示している。

減損テストの目的上、企業結合で取得したのれんは、企業結合のシナジーから利益を得ることが期待される各現金生成単位（以下「CGU」という。）又はCGUグループに配分される。のれんが配分される各CGU又はCGUグループは、のれんが内部管理の目的で監視される企業内で最も低い水準を示している。のれんはオペレーティング・セグメント・レベルで監視される。

e. 外貨の換算

・ 機能通貨及び表示通貨

当グループの各企業の財務書類に含まれる項目は、当該企業が事業を行う主要な経済環境の通貨（機能通貨）を使用して測定される。連結財務書類は、当社の機能通貨であり、当グループの表示通貨であるルピアで表示されている。

・ 取引及び残高

外貨取引は、取引当日の為替レートを使用して機能通貨に換算される。報告日時点で、外貨建て金銭資産及び負債は、その日の為替レートを反映するように調整された。かかる取引の決済から並びに年度末の為替レートによる外貨建貨幣性資産及び負債の換算の結果生じた為替損益は、損益に計上される。

連結財務書類に使用される財政状態計算書日のインドネシア銀行が公表する連結財務状態計算書の日付で有効な為替レートに基づく為替レートは以下のとおりである。

	2022年度	2021年度
	中間レート*)	中間レート*)
日本円	118	124
米ドル	15,592	14,269
ユーロ	16,609	16,127
スイスフラン	16,865	15,544
クウェート・ディナール (KWD)	51,350	47,146

*) 全額

・ グループ企業

当社の表示通貨とは異なる機能通貨を有する当グループの全ての子会社（いずれも超インフレ経済下の通貨は有していない。）の経営成績及び財政状態は、以下とおり、当社の表示通貨に換算される。

(a) 連結財政状態計算書に表示されている資産及び負債は、連結財政状態計算書日の期末レートで換算されている。

- (b) 損益の各項目の利益及び費用は、平均為替レートで換算される（この平均が取引日における実勢レートの累積的影響額の合理的な概算ではない場合、利益及び費用は取引日に有効な為替レートで換算される）。

	2022年度	2021年度
	平均レート*)	平均レート*)
米ドル	14,875	14,312
*) 全額		

- (c) 換算の結果生じる為替差額は全てその他の包括利益として認識される。

f. 関係当事者との取引

当グループは、SFAS第7号「関係当事者の開示」及びOJK規則第 1.6.7において定義される関係当事者と取引を行っている。

- (a) ある者又はその親族の近親者は、下記の場合に、報告主体と関係があるとみなされる。

- () 報告主体に対する支配又は共同支配を有する。
- () 報告主体に重大な影響を及ぼす。
- () 報告主体又は報告主体の親会社の主要な経営陣のメンバー。

- (b) 下記の条件のいずれかが適用される場合、事業体は報告主体に関係している。

- () 事業体及び報告主体が同一グループのメンバーである（すなわち、各親会社、子会社及び兄弟会社が互いに関連していることを意味する。）。
- () 一方の事業体が、他方の事業体の関連会社又は共同支配企業（又は、他方の事業体がメンバーであるグループのメンバーの関連会社又は共同支配企業）である場合。
- () 両事業体が、同一の第三者の共同支配企業である。
- () 一方の事業体は第三の事業体の共同支配企業であり、他方の事業体は第三の事業体の関連会社である。
- () 事業体は、報告主体又は報告主体に関連する事業体の従業員のための退職給付制度である。報告主体自体がそのような制度である場合、制度提供事業者も報告主体に関係している。
- () 当該事業体が(a)に定める者によって支配されている、又は共同で支配されている。
- () (a)(i)において特定された者が、当該事業体に対して重大な影響力を有するか、当該事業体の（又は当該事業体の親会社の）主要な経営陣のメンバーであること。

政府関連事業体とは、政府によって支配、共同支配され、又は大きく影響される事業体をいう。政府とは、地方、国内、又は国際の政府、政府機関及び同様の団体を指す。

政府関連事業体とは、株主である財務省又は地方政府が、若しくはS0Es省を株主代表とする政府が支配又は大きな影響を与える事業体を含む。

関係当事者との全ての重要な取引及び残高は、関連する注記に開示される。

g. 金融資産

1. 分類、認識及び測定

当グループは、保有する金融資産を以下の測定区分に分類している。

- ・ 純損益を通じた公正価値で、又はその他の包括利益を通じた公正価値で測定される金融資産、及び
- ・ 償却原価で測定されるもの。

この分類は、当グループの事業モデル及びそのキャッシュ・フローが元本及び利息の支払のみであるか否かを決定する際のキャッシュ・フローの契約上の条件に応じて決まる。

公正価値で測定される資産について、利得及び損失は、純損益又はその他の包括利益のいずれかに計上している。負債性金融商品に対する投資については、投資が保有されるビジネスモデルによって異なる。売買目的保有でない資本性金融商品に対する投資については、当グループが当初認識時に、資本性投資をその他の包括利益を通じた公正価値で会計処理する取消不能な選択を行っているか否かによって異なる。

当グループは、負債性投資の資産を管理するビジネスモデルを変更する場合、その場合のみに、負債性投資を分類変更している。

当初認識時に、当グループは金融資産をその公正価値で測定し、純損益を通じた公正価値で測定されていない金融資産の場合は公正価値に金融資産の取得に直接起因する取引コストを加算した金額で測定している。純損益を通じて公正価値で測定されている金融資産の取引コストは、純損益で費用処理している。

キャッシュ・フローが元本と利息の支払いのみか否かを決定する際に、組込みデリバティブを含む金融資産をその全体として考慮している。

負債性金融商品

負債性金融商品の事後測定は、資産を管理する当グループのビジネスモデル及び資産のキャッシュ・フローの特徴によって異なる。当グループは、負債性金融商品を以下の3つの測定区分に分類している。

- 償却原価：契約上のキャッシュ・フローを回収するために保有する資産は、その契約上のキャッシュ・フローが元本及び元本残高に対する利息の支払のみを表している場合、償却原価で測定される。事後的に償却原価で測定される負債性投資（ヘッジ関係の一部でない場合）に係る利得又は損失は、資産の認識を中止又は減損した場合に、純損益に認識する。これらの金融資産からの利息収益は、実効金利法を用いて財務収益に含める。
- その他の包括利益を通じた公正価値：契約上のキャッシュ・フローの回収及び当該金融資産の売却のために保有する資産は、資産のキャッシュ・フローが元本及び元本残高に対する利息の支払のみを表している場合、その他の包括利益を通じた公正価値で測定される。純損益に認識される減損の利得又は損失、金利収益、及び外国為替の利得及び損失を除き、帳簿価額の変動はその他の包括利益を通して認識する。金融資産の認識を中止した場合、以前にその他の包括利益に認識した利得又は損失の累計額は、資本から純損益に振替、「その他の収益及び費用」に認識する。これらの金融資産からの利息収益は、実効金利法を用いて財務収益に含める。外国為替の利得及び損失は「為替差損益、純額」に、減損費用は「その他費用」に表示する。
- 純損益を通じた公正価値：償却原価とその他の包括利益を通じた公正価値の要件を満たしていない資産は、純損益を通じて公正価値で測定されている。事後的に純損益を通じた公正価値で測定し、ヘッジ関係の一部でない負債性投資に係る利得又は損失は、純損益で認識し、損益において純額で表示する。

資本性金融商品

当グループは、全ての資本性証券を事後的に公正価値で測定している。当グループの経営陣が資本性投資に係る公正価値の利得及び損失を、その他の包括利益で表示することを選択している場合、投資の認識を中止した後に公正価値の利得及び損失の事後的な純損益への振替はない。かかる投資からの配当は、支払いを受け取る当グループの権利が確定している場合には「その他の収益」として純損益に引き続き認識する。

純損益を通じた公正価値で測定の金融資産の公正価値の変動は、該当する場合、連結損益計算書の「その他の利得（損失）」に認識する。その他の包括利益を通じた公正価値で測定される資本性投資に係る減損損失（及び減損損失の戻入）は、公正価値のその他の変動から区分して報告しない。

認識の中止

金融資産の認識は、投資先からのキャッシュ・フローを受け取る権利が失効又は譲渡され、当グループが所有権に係る実質的に全てのリスク及びリターンを移転した場合に中止される。

金融商品の相殺

金融資産及び負債は、認識された金額を相殺する法的強制力のある権利が存在し、純額ベースで決済するか、又は資産を実現し、同時に負債を決済する意図がある場合に相殺され、その純額が連結財政状態計算書に計上される。

h. 金融資産の減損

当グループは、金融商品の信用リスクが当初認識時以降、著しく増大しているかどうかを、報告日ごとに評価している。評価に当たって、当グループは予想信用損失の変動の代わりに、金融商品の予想存続期間中に不履行が発生するリスクの変動を用いる。その評価を行うために、当グループは、報告日現在の金融商品の不履行発生リスクと、当初認識日時点の金融商品の不履行発生リスクを比較し、当初認識時以降の信用リスクの著しい増大を示唆する過去の事象、現在の状況及び将来の経済状況の予測に関して、過度の費用及び努力を費やすことなく報告日時点で入手可能な合理的かつ裏付け可能な情報を考慮する。

当グループは、予想信用損失の算定にあたり、全ての売上債権、その他の債権及び重要な財務要素のない契約上の資産については全期間予想信用損失引当金を使用する「単純化したアプローチ」を、並びにその他の金融資産については「一般的なアプローチ」を適用している。一般的なアプローチでは、当初認識以降に大幅に増大したカウンターパーティ信用リスクのレビューが盛り込まれる。予想信用損失のレビューには、債務不履行リスク及び予想貸倒率に関する仮定が含まれている。予想信用損失を算定するために、売上債権は、共通する信用リスク特性及び期日経過日数に基づいてグループ分けされている。ただし、独自の予想信用損失の格付けで評価可能な債権は除く。

i. 有形固定資産

取得日に当グループは、それぞれの土地及び土地所有権の会計処理の決定にあたっては、基礎となる経済的事象又は取引が正確に反映されるよう、土地の種類及び土地所有権ごとに事実及び状況を分析する。土地及び土地所有権によって原資産の支配権が当グループに移転されないものの、原資産の使用権が付与される場合、当グループはこれらの取引をSFAS第73号「リース」に基づきリースとして会計処理する。土地及び土地所有権が土地の購入に実質的に類似している場合には、当グループはSFAS第16号「固定資産」を適用し、これにより土地及び土地所有権は原価で認識され、減価償却は行われない。

有形固定資産は、当初、その購入価格並びに資産を拠点に移転し、経営陣が意図する方法での稼働を可能とするために必要な状況を作るために直接かかる費用からなる価格で認識される。

該当する場合、当該価格は、当該資産の取り壊し及び撤去並びに当該資産が位置していた敷地の原状回復並びに当該資産の取得時又はその年度中に棚卸資産を生み出すこと以外の目的で特定の年度に当該資産を保有していた結果事業体が負担することとなる義務に係る費用の当初見積りも含まれる。

当初認識後、下記の資産クラスは再評価法を用いて測定される。

- ・ 土地及び土地所有権
- ・ 建物、貯水場及びインフラストラクチャー
- ・ 設備及び発電所
- ・ 送電設備
- ・ 配電設備
- ・ 電力供給のための電気通信及びデータ処理機器
- ・ 主要予備部品

上記の資産クラスは、公正価値からその後の減価償却費及び減損損失を差し引いた金額で表示される。土地及び土地所有権は減価償却されない。これらの資産の評価は、FSAに登録された外部独立価格査定人によって行われる。再評価を行った資産の公正価値が帳簿価額と著しく異なることのないように、評価は十分な規則性をもって行われる。公正価値が著しく変動しない資産は、少なくとも3年毎に再評価しなければならない。再評価日における減価償却累計額は、資産の帳簿価額の総額から消去され、純額は有形固定資産の再評価額に修正される。

再評価モデルを用いた有形固定資産の再評価に係る帳簿価額の増加は、その他の包括利益の一部として「資産再評価剰余金」に計上している。同一資産の過去の増加分を相殺する減少分は、資産が事業で使用されていない資産に振り替えられる資産を含むその他の包括利益の一部として「資産再評価剰余金」に対して借方計上され、その他の減少分は全て損益に計上される。

有形固定資産は、下記のとおり、予想耐用年数にわたり定額法により残存価額まで減価償却される。

	年
建物、貯水場及びインフラストラクチャー	10-50
設備及び発電所	12-40
送電設備	40
配電設備	10-40
一般機器	5
自動車	5
主要予備部品	10-40
電力供給のための電気通信及びデータ処理機器	10
その他の電気通信及びデータ処理機器	10
船舶及び設備	10-25

有形固定資産の耐用年数、残存価額及び減価償却方法は、年度末ごとに再検討され、適切であれば調整される。変更の影響は、変更が生じた場合に損益として認識される。

資産の帳簿価額が回収可能見込額を上回る場合、資産の帳簿価額は直ちに回収可能価額まで減額される（注記3.j）。

修繕費及び維持費は、発生時に損益として処理される。有形固定資産の項目の追加、交換、又は維持管理のために後に発生した費用は、当該項目に関連する将来の経済的便益が企業に流入する可能性が高く、当該項目の費用が信頼性をもって測定できる場合に限り、資産として認識される。

使用不可又は売却不可となった有形固定資産については、帳簿価額が有形固定資産のグループから消去される。有形固定資産の処分の結果生じた損益は、損益として認識される。

再評価された資産が使用不可又は売却不可となった場合、資本に含まれる金額は利益剰余金に振り替えられる。

営業活動に使用されない資産は、移転又は譲渡され、かつ修理される有形固定資産で構成される。営業活動に使用されない資産は、有形固定資産の経済的耐用年数に基づき、同じ方法で償却される。

建設仮勘定は、有形固定資産の建設に直接帰属する費用である。建設仮勘定には、建設資金の借入、建設に使用した有形固定資産の減価償却費及び試運転期間中の電力売上を控除した後の資産が正常に機能しているかどうかを検証するための原価が含まれる。建設仮勘定は、完成し、使用可能になった時点で、それぞれの有形固定資産勘定に振り替えられる。減価償却費は、資産を、経営陣が意図する形で使用する準備が整った日から計上される。

j. 非金融資産の減損

不確定の耐用年数を有する資産（例えばのれん）は、減価償却の対象ではないが、毎年減損テストが実施され、当該資産の減損を示す事象や状況の変化がある場合はより頻繁に実施される。減価償却の対象となる資産は、帳簿価額で回収できない可能性があることを示す事象又は状況の変化が生じた場合、減損の有無について検討される。減損損失は、資産の帳簿価額が回収可能価額を上回る金額について認識される。回収可能価額は、資産の公正価値から処分原価を控除した額と使用価値のうち、いずれか高い額である。減損の評価にあたっては、資産は、個別に識別可能なキャッシュ・フローが存在する最低水準に分類される。減損が生じたのれんを除く非金融資産は、各報告日において減損の戻入の可能性について検討される。

のれんを除く資産の減損損失の戻入は、前回の減損テストが実施されてから、資産の回収可能価額を決定するために使用された見積りが変更された場合にのみ、認識される。減損損失の戻入は、直ちに損益として認識される。のれんに関連する減損損失は戻入されない。

k. 買掛金

買掛金は通常の業務においてサプライヤーから取得した物品やサービスに関し支払う債務である。買掛金は報告日から1年以内に支払期日が到来する場合には流動負債に分類され、1年以内に支払期日が到来しない場合には、固定負債として記載される。

買掛金は公正価値で当初認識され、その後、実行利率法を使用して償却原価で測定される。

1. リース

貸手としての当グループ

当グループが貸手として活動する場合、当グループは、そのリースをそれぞれオペレーティング・リース又はファイナンス・リースのいずれかに分類する。

リースを分類するために、当グループはリースによって原資産の所有権に付随する実質全てのリスク及びリターンが移転されているかどうかを総合的に評価する。移転されている場合、リースはファイナンス・リースに分類され、移転されていない場合はオペレーティング・リースに分類される。

当グループが貸手であるオペレーティング・リースからのリース収益は、リース期間にわたり定額法により収益として認識される。オペレーティング・リースを取得する際に生じる当初直接費用は原資産の帳簿価額に追加され、リース収益と同じ基準でリース期間にわたり費用として認識される。各リース資産はその性質に基づき財政状態計算書に含まれる。

賃貸人としての当グループ

契約がリースであるか、又はリースを含んでいるかの判断は、契約内容、契約の履行が特定の資産の使用に左右されるか否かの評価及び契約により資産の使用権が付与されるか否かに基づき判断される。

当グループは、一定の有形固定資産をリースしている。賃貸借契約の期間は通常2年から20年の固定期間となっているが、延長オプションが設定される場合もある。契約には、それぞれの独立価格に基づきリース要素及び非リース要素の両方を含む場合がある。

リースは、リース資産が当グループによって使用可能となる日の使用権資産及びそれに対応する負債として認識される。

リースから生じる資産及び負債は、当初、現在価値ベースで測定される。リース負債は以下のリース料の純現在価値を含む：

- 受取リース・インセンティブ控除後の固定リース料（実質上の固定リース料を含む。）
- 開始日現在の指数又はレートを用いて当初測定される指数又はレートに基づく変動リース料
- 借手が残価保証に基づいて支払うと見込まれる金額
- 借手が購入オプションを行使することが合理的に確実である場合の当該オプションの行使価格
- リースの解約違約金の支払（リース期間に借手が上記オプションを行使することを反映している場合。）

合理的な一定の延長オプションに基づいて行われるリース料の支払いも負債の測定に含まれている。

リース料は、リースの計算利率を用いて割り引かれる。利率を容易に決定することができない場合（一般的に当グループ内のリースの場合に当てはまる）には、借手の追加借入利率、すなわち個々の借手が、同様の期間、保証及び条件を有する同様の経済環境下の使用権資産と同様の価値を有する資産を獲得するのに必要な資金を借り入れるために支払わなければならないであろう利率が使用される。

追加借入利率を決定するため、当グループは、

- 可能な場合には、第三者からの資金調達が行われた後の資金調達状況の変化を反映するように調整された、個々の借手が最近受領した第三者からの資金調達を起点として利用する。
- 直近において第三者からの資金調達がなない場合には、当グループが保有するリースの信用リスクに関して調整された無リスク金利から開始するビルドアップ法を採用する。
- リース固有の調整（例えば、期間、通貨及び保証）を行う。

当グループは、将来、指数又はレートに基づく変動リース料の潜在的な増加に晒される可能性があるが、当該変動リース料は、その支払いが開始されるまでリース負債には含まれない。指数又は利率に基づくリース料の調整が実施されると、リース負債は再評価され、使用権資産に対して調整される。

リース料は、元本と金融費用に配分される。金融費用は、負債残高に対して每期一定の率の金利が生じるよう、リース期間にわたり損益に計上される。

使用権資産は、以下から構成される原価で測定される：

- リース負債の当初測定のコ額
- 開始日以前に支払ったリース料から受領したリース・インセンティブを控除した金額、並びに
- 当初直接費用、及び原状回復費用

使用権資産は、通常、資産の耐用年数とリース期間のいずれか短い方の期間にわたって定額法で減価償却される。当グループが購入オプションを行使することが合理的に確実である場合には、使用権資産は原資産の耐用年数にわたって減価償却される。

加えて、使用権資産は減損の対象となる（注記3.j）。

短期リース及び少額資産のリースに関連する支払は、定額法により損益に計上される。短期リースは、リース期間が12か月以内のリースである。少額資産は一般機器から構成される。

延長及び解約オプション

延長及び解約オプションは、当グループの多くの不動産及び設備のリースに含まれている。これらの条件は、契約の管理に関して運用上の柔軟性を最大化するために使用される。延長及び解約オプションの大部分は当グループのみが行使可能であり、各賃貸人は行使できない。

残価保証

契約期間中のリース費用の最適化を図るため、当グループは設備リースに関して残価保証を行う場合がある。

リースの修正

賃借人は、以下の両方の場合に、リースの修正を別個のリースとして計上するものとする。

- 修正により一つ又は複数の原資産の使用権を追加することによりリースの範囲が広がる場合、
- リースの対価が、範囲の拡大に係る独立価格及び特定の契約の事情を反映するために行われた適切な調整に等しい金額分増加する場合。

別個のリースとして計上されないリースの修正に関し、リース修正の発効日に、賃借人は、以下を行うものとする。

- 修正された契約に係る対価を割り当てる。
- 修正されたリースのリース期間を決定する。
- 改定された割引率を使用して改定されたリース料の支払を割り引くことによりリース負債を再測定する。改定された割引率は、当該利率が容易に決定可能である場合にはリース期間の残存期間に関しリースの計算利率、又はリースの計算利率が容易には決定できない場合には修正の発効日にける賃借人の限界借入利率として決定される。

別個のリースとして計上されないリースの修正に関し、賃借人は以下の方法によりリース負債の測定を説明するものとする。

- リース範囲を縮小するリースの修正に関し、リースの部分的又は全ての解除を反映するために使用権資産の帳簿価額を減らすこと。賃借人はリースの部分的又は全体の解除に関連する利得又は損失を損益において認識するものとする。
- その他全てのリースの修正に合わせて使用権資産に対して対応する調整を行うこと。

m. 借入費用

適格資産の建設の資金調達を行う際に直接的又は間接的に利用される借入金の割引手数料など、金利及びその他の借入費用は、建設完了日まで資本化される。適格資産に直接起因する借入金については、その年度中に生じた借入費用の実費から、かかる借入金の一時的な投資で得た収益を差し引いて資本化額

が決定される。適格資産に直接起因しない借入金については、当該適格資産に支出された費用にキャップレートを適用して資本化額を決定している。キャップレートとは、適格資産を取得することを目的とした借入を除く、当該期間の総借入残高に対応する借入原価総額の加重平均である。

n. 投資不動産

投資不動産とは、所有者若しくは賃借人が、物品又はサービスの生産又は供給、若しくは管理目的、又は日常業務活動における売却で使用するのではなく、賃借料又はキャピタルゲイン、若しくはその両方を得るためにファイナンス・リースの下で保有する不動産（土地及び土地所有権、建物又は建物の一部、若しくはその両方）である。

投資不動産は、投資不動産に伴う将来の経済的利益がその企業にもたらされと思われる場合に、かつそのような場合にのみ、資産として認識され、投資不動産の費用は確実に測定可能である。

投資不動産は、購入価格及び直接帰属される支出（弁護士費用、所有権移転税及びその他の取引費用）からなる投資不動産の当初原価で測定されるものとする。取引費用は、当初の測定に含まれる。

当初認識後、当グループは公正価値モデルを使用し、全ての投資不動産を公正価値で測定することを選択している。投資不動産の公正価値の変動から生じる損益は、発生した年度の損益として認識している。

公正価格は、取引が活発に行われている市場の価格に基づき、特定の資産の性質、所在地又は状態の差異に関して必要であれば調整される。この情報が入手できない場合、当グループは取引がより活発でない市場における最近の価格又は割引キャッシュ・フロー予測などの代替評価法を利用する。

財政状態の日付の投資不動産の公正価値は、認知されており、関連する専門的資格を有し、評価される投資不動産の所在地及び区分に関する最近の経験を有する独立価格査定人による年間評価に基づいている。これらの評価は連結財務書類の帳簿価額の基準を成す。

投資不動産は、処分された場合（すなわち、譲受者が支配権を得た日）、又は投資不動産の使用が恒久的に中止され、その処分による将来の経済的利益が見込まれない場合に、その認識が中止される。正味処分受取金と資産の帳簿価額との差額は、認識が中止された年度の損益として認識される。投資不動産の認識の中止による対価を確定する際、当グループは変動対価の影響、重要な財務要素の存在、非現金の対価及び買主に対する支払対価（もしあれば）を考慮する。

投資不動産への振替又は投資不動産からの振替は、使用方法が変更された場合にのみ行われる。投資不動産から自己使用不動産へ振り替えられた場合、その後の会計のためのみなし原価は、使用方法変更日時点の公正価値とする。自己使用不動産が投資不動産に振り替えられた場合、当グループは使用方法変更日までの間、有形固定資産に係る方針に従い、当該不動産の会計処理を行う。

o. 無形資産

コンピュータソフトウェア

コンピュータソフトウェアプログラムの保守に関連する費用は、発生時に費用として認識される。当グループが所有する識別可能でユニークなソフトウェア製品の設計及びテストに直接起因する開発費用は、無形資産として認識される。直接起因する費用は、ソフトウェア開発従業員費用及び関連する諸経費の該当部分を含むソフトウェア製品の一部として資本化される。資産として認識されるコンピュータソフトウェアの開発費は、4年から5年の耐用見込年数にわたって、定額法により償却される。

土地及び土地所有権更新に伴う法的費用

土地及び土地所有権の更新に関連する法的費用は、無形資産として認識され、20年から30年の土地及び土地所有権の耐用年数にわたって償却される。

p. 前払費用

前払費用は、定額法により、利益のある期間にわたり減価償却される。

q. 現金及び現金同等物

現金及び現金同等物は、手持ちの現金、銀行預金及び満期が発行日から3か月以内の定期預金（担保として利用されておらず、かつ制限されていないこと。）から構成される。

連結キャッシュ・フロー計算書は、キャッシュ・フローを営業、投資及び財務活動に基づき分類した上で、直接法により作成されている。

r. 棚卸資産

予備部品、燃料、潤滑油、工具及び備品は、取得原価から陳腐化在庫及び回転の遅い在庫に対する引当金を控除した後の金額で評価される。原価は移動平均法により算定される。陳腐化在庫及び回転の遅い在庫に対する引当金は、個別の在庫アイテムの将来の使用の予想に基づき決定される。

s. 収益及び費用の認識

顧客との契約から生じる収益

収益認定において以下のとおり5つの評価ステップを満たさなければならない。

- ・ 顧客との契約の識別、
 - ・ 契約における履行義務の識別。履行義務とは、顧客に別個の財又はサービスを移転する契約上の約束である、
 - ・ 取引価格の算定。取引価格とは、約束した財又はサービスの顧客への移転と交換に企業が権利を得ると見込んでいる対価の金額である。契約において約束した対価に変動対価が含まれている場合、当グループは、対価を、約束した財又はサービスの顧客への移転と交換に企業が権利を得ると見込んでいる対価の金額から、契約期間中に支払われる見込みのサービス水準保証の見積額を控除した金額として見積もる、
 - ・ 契約で約束した別個の各財又はサービスの独立販売価格の比率に基づく、取引価格の履行義務への配分。これらを直接的に観察できない場合、単独販売価格は予想コストにマージンを加えた金額に基づいて見積もられる、かつ
- v. 約束した財又はサービスが顧客に移転することにより履行義務が満たされた時（顧客がその財又はサービスの支配権を獲得した時）に収益を認識する。

履行義務は以下の時点で充足される：

- 一時点において充足する場合（典型的には、顧客に財を移転する約束をした時点）、又は
- 一定期間にわたって充足する場合（典型的には、サービスを顧客に移転する約束をした時点）。一定期間にわたって充足される履行義務について、当グループは、履行義務が充足されたとして認識されるべき収益額を決定するために、適切な進捗度の測定方法を選択する。

電力売上

電力売上による収益は、需要家の電力使用量（kWh）に基づいて認識される。通常、需要家は自身用のトークンを購入する（前払）か、毎月料金を請求される（後払）。後払需要家の場合、電力販売からの収益は、各需要家のメーター確認の結果に基づいて毎月認識される。前払需要家の場合、当グループは、当該期間中における需要家の見積使用量に基づいて収益を認識する。需要家から受領した期限前支払金はその他の支払債務として計上される。

政府からの電力補助金

補助金収益は、許容される費用に7%のマージンを加えたものと、料金グループごとの実際の販売価格との差額をインドネシア政府からの収益として示したものである。ただし、エネルギー・鉱物資源（以下「ESDM」という。）大臣規則2020年第3号により最近改正された、インドネシア国営電力公社が提供する電気料金に関するESDM大臣規則2016年第28号に基づき調整された料金グループを除く。

政府の電力補助金は、インドネシア政府の義務として認識されている政府が支払うべき補助金の金額が記載されている月次実証報告書に基づき、収益として認識される。年度末における政府の電力補助金は、インドネシア共和国会計検査院（以下「BPK」という。）の監査に従う。

受取補償金

受取補償金は、2017年以降、料金調整を経験していない補助金対象外の料金グループのためのインドネシア政府からの収入である。政府からの補償金は、インドネシア共和国開発会計検査院（以下「BPKP」という。）及び／又はBPKの監査報告書（以下「LHP」という。）に基づき収益として認識され、その金額はインドネシア政府による債務として認識されている。

補償金価額は経営陣の見積であり、年度末にBPKP及び／又はBPKにより検討される。

需要家接続手数料

当グループは、需要家を接続するための有形固定資産の建設又は取得に使用される需要家からの接続手数料を、需要家に電力を供給する約束に間接的に関係するものとみなしている。需要家は、電力供給及び接続料の2つのサービスを別々に受けた場合は利益を得ることができないため、一体のものとする。接続インフラは、需要家に電力を供給する義務を果たすためのものである。電力供給も接続料も実質的に同じであり、需要家への移転形態も同じである。したがって、接続料及び電力供給は一つの履行義務を構成する。このように接続料は繰延収益として認識され、接続日から年率5%で償却される。

石炭の販売

石炭の販売収益は、個々の販売において支配権が需要家に移転した時点で認識される。石炭が仕向地港又は需要家構内向けに出荷される船舶に積み込まれた時点で、石炭の支配権が需要家に移転し、販売収益として認識される。

当グループは、一般的に、本船渡し（以下「FOB」という。）に基づき石炭商品を販売している。この場合、当グループは、商品の支配権が積出港において移転されると、貨物の運賃又は保険について何らの責任も負わない。この時点における唯一の履行義務は、支配権移転時に商品を提供することである。また、当グループは、運賃保険料込みの値段（以下「CIF」という）で石炭を販売しているが、販売契約においては、石炭に対する所有権及び危険負担は、当該石炭が荷揚げ港において引き渡されるまで当グループに留まるものとする。

したがって、当グループは、石炭が買主の所在地に到着した時点で買主に石炭の支配権が移転するため、保険料及び運賃は別個の履行義務ではなく、石炭の販売に関する1つの履行義務であると考えている。そのため、当グループは、提供される輸送及び保険サービスに関して別個の履行義務を負わない。

その他収益

その他収益は、電気通信ネットワーク及びサービス、変圧機レンタル、その他の管理サービスから構成される。サービスの提供から生じる収益は、そのサービスが提供された会計期間に認識される。定額契約については、需要家が利益を同時に受領及び消費するため、提供される全サービスの一部として報告期間末までに提供された実際のサービスに基づき収益が認識される。

財務要素

当グループは、約束した財又はサービスの需要家への移転と需要家による支払の間が1年を超える契約を締結する予定はない。その結果、当グループは、取引価格の貨幣の時間的価値に関する調整を一切行っていない。

費用

費用は発生主義で認識される。

t. 福利厚生

退職給付

年金制度は、主な条件から算出された制度の経済的実質に応じて、確定拠出制度又は確定給付制度のいずれかに分類される。確定拠出制度とは、当グループが固定された拠出金を別の事業体に支払う年金制度である。基金が当期及び過年度において、従業員の勤務に関連する給付金を全従業員に支払うのに十

分な資産を保有していない場合、当グループは追加の拠出金を支払う法的又はみなし義務を負わない。確定給付制度とは、確定拠出制度ではない年金制度をいう。一般的に、確定給付制度は、従業員が退職時に受け取る年金給付額を確定するものであり、かかる給付額は、通常、年齢、勤続年数及び報酬などの1つ以上の要素に左右される。

当グループは、労働規則又は当グループの労使協定（以下「CLA」という。）のいずれか高い方に従い、最低年金給付金を提供しなければならない。労働規則及びCLAは、最低給付額を決定する公式を定めているため、実質的に労働規則又はCLAに基づく年金制度は、確定給付制度を意味する。

確定給付型企業年金プログラムに関して連結財政状態計算書で認識される負債は、報告年度末における確定給付債務の現在価値から制度資産の公正価値を差し引いた金額に相当する。確定給付債務は、予測単位積立方式を用いて独立した保険数理人により毎年計算される。退職給付金は、退職金及び雇用報奨金から構成される。

確定給付債務の現在価値は、給付が支払われる通貨建てで、関連する年金債務の条件に近似した満期を有する質の高い債券の金利を用いて将来の予想キャッシュ・アウトフローを割り引くことによって決定される。当該債券について厚みのある市場がない場合、国債の市場金利が使用される。

過去の勤務費用は、直ちに損益として認識される。確定給付制度の縮小又は清算による損益は、かかる縮小又は清算が行われた時点で認識される。

実績による修正及び保険数理上の前提の変更に起因する再測定は、その発生年度のその他の包括利益連結計算書の持分に計上される。再測定合計残高は利益剰余金に計上される。

確定拠出制度については、当グループは公的又は私的に運用される年金制度への拠出を行っている。当グループは、拠出金が支払われた後は、それ以上の支払義務を負わない。拠出金は、支払期限が到来した時点で従業員給付費用として認識される。前払拠出金は、将来の支払において現金払戻し又は減額が利用可能な範囲内で、資産として認識される。

退職手当

退職手当は、従業員が通常の退職日より前に当グループによって雇用を終了された場合、又は、一定の手当と引き換えに自発的退職に応じた場合に支払われる。当グループは、退職手当を以下の日のいずれか早い日に認識する：（ ）当グループがそれらの手当の申し出を取り下げることができなくなった日、及び（ ）当グループがSFAS第57号「引当金、偶発債務及び偶発資産」の範囲内であり、退職手当の支払いを伴う再編のための費用を認識した日。自発的退職を奨励するための申し出がなされた場合、退職手当は、申し出に応じると予想される従業員数に基づいて測定される。報告日から12か月以上後に支払期限が到来する手当は、現在価値に割り引かれる。

その他長期給付

当グループは、長期休業手当、障害給付金、死亡給付金及びロイヤルティ給付金などのその他長期従業員給付金を提供している。支払われる給付金は、当グループのCLAに基づいている。

勤続6年以上の従業員に対しては、長期休暇手当が支給される。労働災害が発生した従業員に対しては、障害給付金が支給される。死亡給付金は、労働災害による死亡であるか否かにかかわらず、相続人に支給される。勤続年数が16年以上の従業員に対しては、8年ごとにロイヤルティ給付金が支払われる。

長期給付は、予測単位積立方式を用いて決定される。連結財政状態計算書で認識される長期従業員給付債務は、確定給付債務の現在価値を表している。

u. 引当金

引当金は、当グループが過去の事象の結果として現在債務（法的又は推定的）を有しており、当グループが債務の支払いを要求される可能性が高く、債務の金額について信頼性のある見積りを行うことができる場合に認識される。

引当金は、報告期間末に現在の債務を決済するために必要な支出の経営陣の最善の見積りの現在価値で測定される。現在価値を決定するために使用される割引率は貨幣の時間的価値の現在の市場評価及びその債務に特有のリスクを反映する税引前利率である。時間の経過に起因する引当金の増加は、支払利息として認識される。

引当金の精算に必要な経済的便益の一部又は全てが第三者から回収されると見込まれる場合、回収が行われ、その金額が確実に測定できることがほぼ確実にあれば、債権が資産として認識される。

v. 債権

売掛債権は通常の業務において電力、一次エネルギー及びサービスの販売に関し需要家から支払われる金額を示す。その他の債権は当グループの通常の事業活動に関連がない債権を示す。債権が1年以内に回収されると予測される場合には流動資産に分類される。その他の場合、債権は連結財政状態計算書において固定資産として示される。

売掛債権は当初公正価値で認識され、割引の影響が重大な場合には損失引当金を差し引いて、実効利率法を使用して償却原価で測定される。

債権の減損損失は損益において営業費用の一部として示される。以前に償却された金額がその後回収された場合、同じ項目に対して控除される。

関係当事者からの債権は、連結財政状態計算書において流動資産として示される特別な理由がない限り、当初、固定資産として示される。

当グループの債権に関する損失引当金額の決定方針に関する詳細情報については注記3 gを参照のこと。

w. 法人税

税金費用は当期税金及び繰延税金から構成される。税金は、損益として認識される。ただし、その他の包括利益として又は直接持分として認識される項目に関連する場合、税金費用は、それぞれその他の包括利益として又は直接持分として認識される。

当期法人税費用は、当グループが事業を行い、課税所得を生み出している国において、報告日現在において施行されている税法に基づいて算定している。経営陣は、適用される税制が解釈の対象となる状況に関して、年次納税申告書に記載されている税務ポジションを定期的に評価する。適切な場合、経営陣は税務当局への支払が見込まれる金額に基づいて引当金を設定する。

最終的な課税所得については、法人税の基準を満たさないため、税金費用は当期の営業費用勘定の一部として認識及び表示された会計収益に比例して認識される。

繰延法人税は、負債法を用いて、資産及び負債の税務上の金額と連結財務書類上の帳簿価額との間に生じる一時差異について認識される。しかし、繰延税金負債は、のれんの当初認識から生じる場合は認識されない。また、繰延法人税は、取引時点において会計上の又は課税対象の損益に影響を及ぼさない企業結合以外の取引における資産又は負債の当初認識から生じる場合は計上されない。繰延法人所得税は、制定済みの又は報告期間末までに制定された税率に基づき決定され、関連する繰延税金資産が実現され、又は繰延税金負債が決済されたときに適用される。

繰延税金資産は、一時差違が使用可能な場合に、将来課税所得が利用可能となる可能性が高い範囲においてのみ認識される。

繰延税金資産及び繰延税金負債は、当グループが一時差異の解消のタイミングを調整でき、予見可能な将来には差異が解消されない可能性が高い場合には、共同支配企業及び関連会社への投資の帳簿価額と税務上の金額との間の一時差異として認識されない。

繰延税金資産及び繰延税金負債は、法的に強制力のある形で当期税金資産と当期税金負債を相殺する権利がある場合に相殺される。

x. 政府出資資産

インドネシア政府が当公社の株主としての立場で出資した資産は、株主との持分取引として会計処理される。資産は、政府と合意した取引費用で計上される。当公社は、政府出資資産を株主による払込剰余金に対応する増加分を含む有形固定資産の増加として計上する。

y. 基本的1株当たり利益

基本的1株当たり利益は、当公社の株主に帰属する当期利益を、当年度の発行済普通株式数の加重平均で除して算出される。

希薄化後1株当たり利益は、希薄化潜在的普通株式が全て転換されたと仮定して、発行済普通株式の加重平均を調整して算出される。

z. セグメント情報

営業セグメントへの資源の配分及びセグメント営業業績の評価のため、営業セグメントは、当グループの構成に関する内部報告書に基づいて特定され、「最高経営意思決定者」が定期的に見直しを行う。

資源配分及び業績評価の目的で、最高経営意思決定者に報告された情報は、電力販売の地理的位置に基づいてグループ分けされている。

aa. 鉱業資産

当グループによって、又は当グループのために発生した開発費用は、経済的に回収可能な資源が特定された対象領域ごとに個別に累積される。このような費用には、鉱山及び関連するインフラストラクチャーの建設に直接起因する費用が含まれ、固定資産として計上される物理的な資産及び土地所有権（すなわち、建設権、耕作権、使用权）は含まれない。

ab. 共通支配企業の企業結合

共通支配下の企業の企業結合は持分プーリング法を用いて計上される。共通支配下の企業間の各再編取引の移転価格と帳簿価格との差異は、連結財政状態計算書の資本部門の追加払込資本金の一部として計上される。

ac. 借入金

借入金は生じた取引費用を差し引いて、当初、公正価値で認識される。借入金はその後、償却原価で計上し、手取金（取引費用差し引き後）と償還金額との差額は実効利率法を使用して借入期間中に損益において認識される。

融資枠の設定のために支払われる手数料は、その融資枠の一部又は全てが実行される可能性が高い範囲において、借入金の取引費用として認識される。この場合、手数料は実行されるまで繰延べられる。その融資枠の一部又は全てが実行される可能性が高いという証拠がない限り、手数料は流動性サービスの前払い金として資本化され、関連する融資枠の期間にわたって償却される。

契約に明記された債務が免除されるか、取り消されるか又は満了となる場合、借入金は財政状態計算書において認識されなくなる。消滅したか若しくは他の当事者に譲渡された金融債務の帳簿価額と支払われた対価の差額は、譲渡された非現金資産又は引き受けられた負債を含め、損益においてその他の収益又は金融費用として認識される。

金融債務の条件が再交渉され、その企業がその債務の全て又は一部を消滅するために資本性金融商品を債権者に発行する場合（債務とエクイティのスワップ）、その収益及び損失は損益において認識され、金融債務の帳簿価額と発行された資本性金融商品の公正価値との差額として測定される。

借入金は、当グループが報告日から少なくとも12か月間その債務の支払を延期する無条件の権利を有していない限り、流動負債に分類される。

4. 重要な会計判断及び重要な会計上の見積り

注記3に記載されている当グループの会計方針の適用にあたり、経営陣は、資産及び負債の帳簿価額について、他の情報源から容易に明らかにならない判断、見積り及び仮定を行う必要がある。見積り及び関連する仮定は、過去の経験及び関連すると考えられるその他の要因に基づいている。実際の結果はこれらの見積りとは異なる可能性がある。

見積り及び基礎となる仮定は、継続的に見直される。会計上の見積りの修正は、修正がその年度のみに影響を及ぼす場合には修正された年度に、修正が現在及び将来の年度に影響を及ぼす場合には修正された当年度及び将来の年度に認識される。

会計方針の適用に当たっての重要な判断

注記3に記載されている会計方針の適用の過程において、当グループは、重要な判断を下すために下記の事項を特定している。

リース期間の決定

契約がリースであるか、又はリースを含むものであるかを決定するためには、権利につき契約に明示的に規定されていない場合においても、当該契約が使用期間を通じて資産の使用から実質的に全ての経済的便益を得る権利及び資産の使用を指示する権利をもたらすかどうかを、慎重に判断する必要がある。

リース期間の決定にあたって、経営陣は、延長オプションを行使する、又は終了オプションを行使しないことについて経済的インセンティブを発生させる全ての事実と状況を考慮する。延長オプション（又は終了オプション後の年度）は、リースの延長（又はリースを終了しないこと）が合理的に確実である場合にのみ、リース期間に含まれる。オプションが実際に行使されるか（若しくは行使されないか）又は当グループが行使を義務付けられる（か若しくは行使しないことを義務付けられる）場合、リース期間が見直される。この評価に影響を及ぼす重大な事由又は重大な状況の変化が生じた場合で、かかる変化が賃借人の管理の範囲内である場合にのみ、合理的な確実性の評価が見直される。

需要家接続手数料からの収益

SFAS第72号の適用の結果、当グループは需要家接続手数料からの収益の取扱いを見直した。当グループは、需要家が支払った接続料に係る収益認識の正確なタイミングを決定するために、全ての関連する事実及び状況を検討した。そのためには、当グループが接続料を受け取った結果としてどのような履行義務を負うかを判断する必要がある。当グループは、継続的な電気の供給義務が2009年電力法に規定されており、インドネシア政府が定めた電気使用料金を全ての需要家に課金している事実を考慮した。接続料の受領は、当グループが需要家に継続的な電力供給を行う義務を創出する。当グループは、需要家を当グループのネットワークに接続することは、送電と切り離すことのできない義務であると結論付けている。

共同支配の取り決めに對する持分

いつ当グループが共同支配を得るか、どちらが当該活動の評価が必要であるか、当該活動に関連する決定に全会一致の同意が必要であるかを判断する必要がある。当グループは、共同支配の取り決めに関連する活動は、当該取り決めの運転上及び資本上の決定に関するものであると判断した。

また、共同支配の取り決めに共同経営又は共同支配企業に分類するかどうかの判断が必要である。当グループは、当該取り決めに分類するにあたり、当該取り決めから生じる権利及び義務を評価する必要がある。具体的には、下記の事項を考慮する。

- ・ 共同支配の取り決めの構造 - それが独立の事業体を介して構成されているかどうか
- ・ 独立の事業体を通じて取り決めに構成する場合、当グループは下記の事項から生じる権利及び義務についても考慮する。
 - 独立の事業体の法的形式
 - 取り決めの条件
 - その他の事実及び状況（該当する場合）

この評価には、多くの場合、重要な判断が必要となる。共同支配について、及び当該取り決めが共同経営か共同支配企業かについて別の結論に達する場合は、連結財務書類に重大な影響が及ぶ可能性がある。

当グループは、共同支配企業を通じて構成された共同支配の取り決めに有する。共同支配企業のリストについては、注記9を参照のこと。これらの構成及び取り決めの条件は、当グループが当該取り決めの純資産に対する権利を有していることを示している。また、当グループは、当該取り決めに関するその他の事実及び状況を評価しており、当該取り決めは共同支配企業であるという結論に至った。

見積りの不確実性の原因

次会計年度の資産及び負債の帳簿価額に重要な調整を生じさせる重大なリスクがある、報告年度末における将来及びその他の重要な見積りの前提条件は、下記のとおりである。

売掛債権及びその他の金融資産の予想信用損失に対する引当金

当グループは、引当金マトリックスを用いて取引債権の予想信用損失を計算している。引当率は、同様の信用リスク特性を有する様々な需要家セグメントのグループ分け（商品の種類及び需要家の種類及び／又は需要家の格付け等）について、期日を過ぎた日数に基づいて決定される。

引当金マトリックスは、当初、当グループの過去に観測された債務不履行率に基づいたものとなっている。当グループは、過去の信用損失実績を将来予想に関する情報に基づいて調整すべく、マトリックスを修正する。例えば、来年にかけて経済状況の予測が悪化し、債務不履行の増加につながる可能性があるとして予想される場合には、過去の債務不履行率を調整する。各報告日において、過去に観測された債務不履行率が更新され、将来予想に関する見積りの変化が分析される。

過去に観測された債務不履行率、経済状況の予測及び予想信用損失の間の相関関係の評価は、重要な見積りである。予想信用損失の量は、状況の変化や経済状況の予測に対する感応度が高い。また、当グループの過去の信用損失実績及び経済状況の予測は、今後実際に発生する需要家の債務不履行を示すものではない可能性がある。

収益の認識

電力の前払販売

電力の前払販売には、最後のトークン購入日と当グループの会計年度末の間に需要家により消費された電力の見積りを含む。見積りは、需要家の過去の電力消費量を用いて最後のトークン購入日と当グループの財務書類の日付の間の合計日数で案分比例して算出される。

需要家接続手数料

需要家に提供される接続サービスは、その需要家の独立価値を示すものではない。そのため、当グループは、需要家とネットワークを接続するための需要家から受領した接続手数料を、長期間にわたる収益として認識し、当該需要家の予想される消費パターンに基づいて接続日以降償却する。需要家の消費量は、配電資産の平均耐用年数に基づいて見積っている。配電資産及び残存耐用年数が多種多様であることを考慮し、当グループは、平均耐用年数を20年としており、当グループはこれが典型的な資産の耐用年数であると考えている。配電資産の見積耐用年数が変化すれば、接続手数料から認識される収益は変化すると考えられる。

有形固定資産の予想耐用年数

当グループの各有形固定資産の耐用年数は、当該資産が使用可能な期間に基づいて予想される。当該予想は、社内の技術評価及び類似資産に係る経験に基づいて行われる。各資産の予想耐用年数は定期的に見直され、物理的減耗、技術的又は商業的陳腐化及び当該資産の使用における法的又はその他の制限により、従前の予想と相違が生じた場合には更新される。ただし、上記の要因の変化によりもたらされた、計上された費用の額とタイミングの変化により、将来の経営成績に重大な影響が及ぶ可能性がある。

有形固定資産の予想耐用年数の変更は、減価償却費の計上及び有形固定資産の帳簿価額に影響を及ぼす。

再評価モデルを用いた有形固定資産及び投資不動産の公正価値

資産の再評価の過程で、経営陣は、独立した公的価格査定人の支援を得て、データの入力と仮定を決定し、評価方法を評価し、評価プロセスの一環として評価人と話し合いを行う。再評価に使用されるアプローチ及び方法は、資産クラスに依存する。当グループのデータ及び仮定は合理的かつ妥当なものであると考えられるが、データの入力内容の著しい変更又は仮定の著しい変更は、再評価モデルを用いた資産の価値に重要な影響を及ぼす可能性がある。

有形固定資産及び投資不動産の再評価に用いられる評価方法及び重要なデータインプットの詳細は、それぞれ注記6及び8に記載されている。

退職給付

退職給付の決定は、数理計算上の一定の前提条件の選択に依存している。これらの仮定には、割引率、昇給率などが含まれる。仮定と異なる結果は、将来の期間にわたって累積及び償却されるため、通常、当該

将来の期間に計上される費用及び負債に影響を与える。仮定は合理的かつ妥当なものであると考えられるが、結果の著しい変更又は仮定の著しい変更は、当グループの退職給付債務に重要な影響を及ぼす可能性がある。

退職給付の計算に用いた仮定は、注記49に開示されている。

法人税

当グループの法人税費用の計算には、見積りプロセスにおける特定の費用の控除可能性を決定する際の判断及び仮定が必要となる。経営陣が下した判断及び見積りは全て、税務総局から異議を申し立てられる可能性がある。その結果、最終的な税務判断が不確実となる。当グループが、税務当局との交渉を通じて行った税務ポジションの解決には、完了するまでに数年を要することがあり、場合によっては最終的な結果を予測することが困難な場合がある。これらの事項の最終的な結果が当初計上された金額と異なる場合、当該差異は、当該決定が行われた年度における所得税及び繰延税金引当金に影響を及ぼす。

繰延税金資産は、税務上繰越欠損金及び一時差異から生じるものを含め、回収可能性が回収不能と判断される場合にのみ認識され、将来の十分な課税所得の発生に依存している。将来の課税所得の創出に関する仮定は、売上高水準、並びにリスク及び不確実性の影響を受けやすい関連費用に大きく影響されるため、状況の変化によって将来の課税所得の見積りが変わる可能性がある。

リース - 追加借入利子率

当グループは、インプリシット金利を容易に決定することができないため、経営陣は、当グループの追加借入利子率を割引率として使用している。追加借入利子率を決定するにあたって検討すべき要因は数多く存在するが、その多くは、最終的な割引率に到達するために必要な調整を確実に定量化するにあたり、判断を要するものである。

追加借入利子率を決定するにあたり、当グループは以下の主要因を考慮する。すなわち、当グループの企業としての信用リスク、リース期間、リース料支払期間、経済環境、リース契約を締結した時期、及びリース料の支払通貨である。

5. 子会社

当社は、以下の子会社に対して、直接的又は間接的に所有権を有している。

子会社	住所	事業内容	出資比率		営業年度	消去前総資産 **)	
			2022年度 %	2021年度 %		2022年度 十億ルピア	2021年度 十億ルピア
PT Indonesia Power (IP) / PT PLN Indonesia Power (PLN IP) ****) 及びその子会社	ジャカルタ	発電	99.99	99.99	1995	211,876	207,252
PT Cogindo Daya Bersama (CDB) *)	ジャカルタ	コージェネレーション、配電、エネルギー・サービス、経営	99.99	99.99	1999	1,198	1,204
PT Artha Daya Coalindo (ADC) *)	ジャカルタ	石炭取引	80.00	80.00	1998	668	896
PT Indo Ridlatama Power (IRP) *)	クタイ	発電	90.00	90.00	2018	1,549	1,503

PT Putra Indotenaga (PIT) *) 及びその子会社	ジャカルタ	電気とエネルギー	99.99	99.99	2016	7,257	4,536
PT Indo Tenaga Hijau (ITH) *) (d/h PT Tangkuban Pahahu Geothermal Power)	ジャカルタ	新エネルギー・再生 可能エネルギーの開 発	95.81	95.45	***)	92	86
PT Suralaya Indo Tenaga (SIT) ***)及びその子会社	ジャカルタ	電気とエネルギー	99.99	99.99	***)	5,694	3,293
PT Putra Suralaya Indo Tenaga (PSI) ***)	ジャカルタ	電気とエネルギー	99.99	99.99	***)	5,694	3,293
PT PLN Nusantara Power (PLN NP)****)(旧Pembangkitan Jawa- Bali (PJB)) 及びその子会社	スラバヤ	発電	99.99	99.99	1995	174,960	172,164
PT PJB Services (PJBS) *)及びその 子会社	スラバヤ	サービス	99.00	98.00	2001	1,689	1,414
PT Mitra Karya Prima (MKP) *)	スラバヤ	サービス	92.00	92.00	2005	174	146
PT Rekadaya Elektrika (RE) *) 及びその子会社	ジャカルタ	電気及びエンジニア リング	98.90	98.90	2004	1,943	1,437
PT Prima Power Nusantara (PPN) *****)	ジャカルタ	エンジニアリング、 調達及び建設	100.00	99.99	2017	200	241
PT Navigat Innovative Indonesia (NII) *)	バレンバン	貿易、建設、鉱業、 農業	72.97	72.97	2002	485	395
PT Pembangkitan Jawa-Bali Investasi (PJBII) *)	ジャカルタ	投資	99.99	99.99	2015	8,010	6,428
PT Pembangkitan Jawa-Bali Investindo (PJB Investindo) *)	ジャカルタ	投資	99.99	99.99	2020	194	118
PT Pembangkitan Jawa Baskara Investasi Cirata (PJBIC)	ジャカルタ	投資	99.99	99.99	2020	194	123
PT Prima Layanan Niaga Suku Cadang (PLN SC) *)	ジャカルタ	電力部門における業 務・サービス取引、 エンジニアリング・ サプライチェーン、 コンサルティング	100.00	100.00	2018	471	299

PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam) 及びその子会社	バタム	電力供給事業者	99.99	99.99	2000	19,978	20,269
PT Pelayanan Energi Batam (PEB)	バタム	ガスパイプライン及 びその他のエネ ルギー部門の建設	99.99	99.99	2016	987	904
LN ICON Plus (PLN ICON+) ****) (IPT Indonesia Comnets Plus (ICON))	ジャカルタ	通信事業者	99.99	99.99	2000	6,955	5,327
PT Priman Layanan Nasional Enjiniring (PLNE) 及びその子会社	ジャカルタ	エンジニアリング、 調達、建設 (EPC)	99.90	99.90	2003	1,167	1,167
PT Rekadaya Elektrika Consult (REC)	ジャカルタ	監督及びコンサル ティング	99.80	99.80	2010	121	123
PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan (PLNタラカン) 及びその子 会社	タラカン	保守及び運用	99.97	99.97	2004	817	685
PT Paguntaka Cahaya Nusantara (PCN) *)	バリクパバン	保守及び運用	99.96	99.96	2018	112	93
マジャバヒト・ホールディング B.V. (MH) 及びその子会社	オランダ	金融機関	100.00	100.00	2006	5,752	5,225
マジャバヒト・ファイナンス B.V. (MF) *)	オランダ	金融機関	100.00	100.00	2006	12,795	12,795
PT PLN Energi Primer Indonesia (PLN EPI) ****) (IPT PLN パツバ ラ)及びその子会社	ジャカルタ	石炭取引	99.99	99.99	2009	5,604	6,113
PT Jambi Prima Coal (JPC)	ジャンビ	石炭鉱業	60.00	60.00	2010	286	267
PT PLN Batubara Investasi (BBI) 及びその子会社	ジャカルタ	投資	99.96	99.96	2018	2,024	1,880
PT Bangun Persada Jambi Energi (BPJE)*)	ジャンビ	石炭鉱業	80.00	80.00	***)	51	36
PT Mahakarya Abadi Prima (MAP)*)	ジャンビ	石炭鉱業	80.00	80.00	***)	5	3
PT Bayan Koalindo Lestari *) (BKL)	バレンバン	石炭鉱業	51.00	51.00	2018	574	464

PT Prima Bara Indonesia *) (PBI)	中央 カリマンタン	石炭鉱業	51.00	51.00	***)	139	139
PT PLN Batubara Niaga (BBN)	ジャカルタ	石炭取引	100.00	100.00	***)	183	283
PT Pengembang Listrik Nasional Gas and Geothermal (PLN ガス&ジ オサーマル) (IPT Pengembang Listrik Negara Geothermal)	ジャカルタ	発電	99.99	99.99	2010	2,765	890
PT Pelayaran Bahtera Adhiguna (BAG)	ジャカルタ	運送	99.99	99.99	2011	4,508	3,703
PT Haleyora Power (HP) 及びその子会社	ジャカルタ	保守及び運用	99.99	99.99	2013	1,356	1,375
PT Haleyora Powerindo (HPI) *)	ジャカルタ	サービス	95.00	95.00	2013	553	527
PT Energy Management Indonesia (EMI)及びその子会社	ジャカルタ	エネルギー及び環境 保全サービス並に新 エネルギー・再生可 能エネルギー	99.99	99.99	1987	41	64
PT Energi Biomasa Indonesia (EBI)	ジャカルタ	エネルギー及び環境 保全サービス並に新 エネルギー・再生可 能エネルギー	99.00	99.00	2015	3	3
PT Energi Bangun Indonesia (EBI 2) ***)	ジャカルタ	輸出入取引、産業、 開発	80.00	80.00	***)	-	-
PT Mandau Cipta Tenaga Nusantara (MCTN)	ジャカルタ	エネルギー・サービ ス	95.00	95.00	2000	1,322	450

*) 間接所有

**) 十億ルピア単位

***) 開発中

****) 2022年12月30日にPT PLN (ペルセロ)の法的な最終形態ホールディング/サブホールディングにおいて承認されたPT PLN (ペルセロ)のサブホールディング

*****) 過去に株式交換が行われた(子会社の合理化)

PJBSは、2021年12月20日付で、スラバヤの公証人*Ema Anggraini Hutabarat*、*S.H.*、*M.Si.*の公正証書第7号に従い、Yayasan Kesejahteraan PT PJBに対しSKPの株式を売却するための株式売買契約を締結し、その契約の下でPJBSはSKPの全株式又はSKPの95%の所有権に相当する株式を合計取引額9,785百万ルピアで売却した。PJBSによるSKPの所有持分の純帳簿価額は6,158百万ルピアであった。3,627百万ルピアに達した投資の売却益は、当グループの連結損益計算書の「その他(費用)/収益、純額」の一部として記載される。

EMIの取得

2021年8月20日付2021年インドネシア共和国S0Es大臣決定書第S-603/MBU/08号に基づき、株主は、政府が所有するEMIのシリーズB株式の全ての譲渡により118,704百万ルピアの価額で118,704株の政府の株式資本の追加を承認した。

当社は、2021年9月7日付で、ジャカルタの公証人Dewi Kusumawati、S.H.の公正証書第34号に従い、株式資本を発行することにより共通支配下の企業であるEMIの株式をインドネシア政府から譲り受ける契約書を締結した（注記21）。この契約により当社は、118,704百万ルピアの対価額で15,554株の普通株式又はEMIの99.99%の所有権に相当する株式を取得した。

当社の所有持分のEMI純資産額は11,951百万ルピアであり、したがって対価額と受領した純資産額の差額である106,753百万ルピアが追加払込剰余金として持分勘定に計上される（注記22）。

MCTNの取得

2021年8月6日に、当社は647,195百万ルピアの取得費用でMCTN株式の95%を取得した。MCTNの認識可能な取得純資産の公正価値の詳細は、以下のとおりである。

	百万ルピア
流動資産	222,670
固定資産	770,567
流動負債	(122,628)
固定負債	(7,033)
純資産	863,576

取得日における、MCTNの取得に対して支払われた対価、取得日における、取得した資産及び引受債務の金額は、下記の表のとおりである。

	百万ルピア
譲渡対価	
現金支払額	647,195
認識可能な取得資産及び引受債務として計上された公正価値	
現金及び現金同等物	81,511
売掛債権	68,029
その他の債権	1,629
前払税金	57,626
前払費用及び前受金	3,527
棚卸資産	24,348
有形固定資産、純額	756,567
買掛金	(281)
その他の支払債務	(12,221)
未払費用	(73,698)
未払税金	(36,428)
繰延税金負債、純額	(3,441)
従業員給付債務	(3,592)
認識可能な純取得資産の公正価値	863,576
譲渡対価	(647,195)
MCTNの割引価格での取得にかかる利益（注記46）	216,381

購入対価：現金支払額	647,195
MCTNにおける現金及び現金同等物	(81,511)
MCTNの取得にかかる正味キャッシュ・アウトフロー	565,684

認識可能な純資産の公正価値は、財務省及びFSAに登録された独立価格査定人であるKJPP RHRにより、2021年7月2日付2021年報告書第00221/2.0012-00/BS/02/0006/1/VII号に基づき査定された。

公正価値の見積りは10.48%の割引率に基づいており、公正価値ヒエラルキーにおいてレベル3の公正価値測定として分類した。

2021年12月31日に終了した年度の損益として認識された、取得日から報告日までの期間におけるMCTNの収益及び純利益の合計は、それぞれ、185,080百万ルピア及び117,529百万ルピアであった。

2021年12月31日に終了した年度のMCTNの収益及び純利益の合計は、MCTNが2021年1月1日から既に取得されたとすれば、それぞれ716,060百万ルピア及び274,311百万ルピアに達したであろう。

当グループは、認識可能な取得純資産及び引受債務の認識及び測定を再評価し、全ての取得純資産は認識されたこと、及び評価手続及び結果の評価は適切であったと結論付けた。

MCTNの取得はFSA規則に従い行われた。

ジャカルタの公証人であるLenny Janis Ishak、S.H.の2022年4月27日付公正証書第38号に基づき、PLN NPはYK PJBのPJBSの株式を購入するために株式売買契約を締結し、当該契約の下で当社は合計取引額11,184百万ルピアでPJBSの株式の一部又はその所有権の1%相当を購入した。

6. 有形固定資産

	2022年度				
	期首残高 百万ルピア	追加 百万ルピア	処分 百万ルピア	組替 百万ルピア	期末残高 百万ルピア
取得原価					
<u>直接取得</u>					
土地及び土地 所有権	163,835,912	44,862	-	1,841,759	165,722,533
建物、貯水場 及びインフラ ストラクチャー	76,580,417	305,415	-	3,356,030	80,241,862
設備及び発電所	557,335,600	523,387	-	19,044,918	576,903,905
送電設備	205,592,452	22,459	-	36,756,016	242,370,927
配電設備	235,041,034	201,001	-	13,518,875	248,760,910
一般機器	19,538,455	284,577	-	432,134	20,255,166
自動車	2,740,665	23,332	-	98,733	2,862,730
主要予備部品	3,095,028	110,524	-	(10,695)	3,194,857
電力供給のための電気通信及びデータ処理機 器	6,198,821	21,439	-	1,054,040	7,274,300
その他の電気通信及びデータ処理機器	4,206,352	4,420	-	1,585,140	5,795,912
船舶及び設備	1,691,216	240,374	-	(18,810)	1,912,780
小計	1,275,855,952	1,781,790	-	77,658,140	1,355,295,882
建設仮勘定	167,052,758	46,527,258	-	(77,823,601)	135,756,415

営業活動に使用 しなかった資産	20,658,820	-	(2,652,091)	1,277,158	19,283,887
合計	1,463,567,530	48,309,048	(2,652,091)	1,111,697	1,510,336,184
減価償却累積額及び 減損					
<u>直接取得</u>					
建物、貯水場 及びインフラ ストラクチャー	-	2,543,184	-	160,378	2,703,562
設備及び発電所	-	19,044,450	-	924,340	19,968,790
送電設備	-	6,261,538	-	36,548	6,298,086
配電設備	-	9,466,781	-	3,831	9,470,612
一般機器	16,106,443	1,650,412	-	(723,854)	17,033,001
自動車	2,046,087	290,207	-	(23,268)	2,313,026
主要予備部品	-	100,271	-	(3,128)	97,143
電力供給のための電気通信及びデータ処理機 器	-	1,114,302	-	13,351	1,127,653
その他の電気 通信及びデータ 処理機器	2,490,772	493,376	-	(5,164)	2,978,984
船舶及び設備	806,536	135,087	-	7,369	948,992
小計	21,449,838	41,099,608	-	390,403	62,939,849
営業活動に使用 しなかった資産	12,342,577	689,003	(2,630,925)	193,950	10,594,605
合計	33,792,415	41,788,611	(2,630,925)	584,353	73,534,454
減損引当金	2,716,757	1,035,990	-	-	3,752,747
帳簿価額、純額	1,427,058,358				1,433,048,983

2021年度							
	期首残高 百万ルピア	取得*) 百万ルピア	追加 百万ルピア	処分 百万ルピア	組替 百万ルピア	再評価益 百万ルピア	期末残高 百万ルピア
取得原価							
<u>直接取得</u>							
土地及び土地 所有権	155,990,777	3,754	54,259	-	803,447	6,983,675	163,835,912
建物、貯水場 及びインフラ ストラクチャー	79,287,430	4,419	170,390	-	2,538,710	(5,420,532)	76,580,417
設備及び発電所	605,697,073	648,697	659,128	-	8,479,042	(58,148,340)	557,335,600
送電設備	195,233,525	-	86,471	-	17,828,307	(7,555,851)	205,592,452
配電設備	236,963,683	-	93,123	-	11,900,664	(13,916,436)	235,041,034
一般機器	18,869,706	2,022	230,661	-	436,066	-	19,538,455
自動車	2,581,618	-	45,457	-	113,590	-	2,740,665
主要予備部品	4,307,260	-	29,766	-	(1,206,616)	(35,382)	3,095,028
電力供給のための 電気通信及びデー タ処理機器	7,732,432	-	20,142	-	678,136	(2,231,889)	6,198,821

その他の電気通信 及びデータ処理機 器	3,535,114	-	1,751	-	669,487	-	4,206,352
船舶及び設備	1,607,664	-	83,649	-	(97)	-	1,691,216
小計	1,311,806,282	658,892	1,474,797	-	42,240,736	(80,324,755)	1,275,855,952
建設仮勘定	165,830,608	101,502	46,917,138	-	(45,796,490)	-	167,052,758
営業活動に使用 しなかった資産	19,480,452	-	-	(728,490)	2,243,238	(336,380)	20,658,820
合計	1,497,117,342	760,394	48,391,935	(728,490)	(1,312,516)	(80,661,135)	1,463,567,530

**減価償却累積額及び
減損**

<u>直接取得</u>							
建物、貯水場 及びインフラ ストラクチャー	5,085,712	-	2,347,004	-	10,351	(7,443,067)	-
設備及び発電所	36,014,570	-	18,644,822	-	(593,795)	(54,065,597)	-
送電設備	8,982,409	-	5,481,988	-	79,855	(14,544,252)	-
配電設備	14,716,399	-	8,336,371	-	(153,652)	(22,899,118)	-
一般機器	13,580,555	-	1,777,090	-	748,798	-	16,106,443
自動車	1,715,025	-	317,667	-	13,395	-	2,046,087
主要予備部品	243,349	-	96,006	-	(69,204)	(270,151)	-
電力供給のための 電気通信及びデー タ処理機器	1,729,199	-	960,551	-	(33,762)	(2,655,988)	-
その他の電気 通信及びデータ 処理機器	2,147,699	-	346,659	-	(3,586)	-	2,490,772
船舶及び設備	673,368	-	133,168	-	-	-	806,536
小計	84,888,285	-	38,441,326	-	(1,600)	(101,878,173)	21,449,838
営業活動に使用 しなかった資産	10,132,148	-	671,660	(717,213)	2,599,232	(343,250)	12,342,577
合計	95,020,433	-	39,112,986	(717,213)	2,597,632	(102,221,423)	33,792,415
減損引当金	208,422	-	2,508,335	-	-	-	2,716,757
帳簿価額、純額	1,401,888,487						1,427,058,358

*) ENI及びMCTNの取得による有形固定資産の追加（注記5）。

減価償却費は、次のとおり配分される。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
営業費用	40,992,657	38,327,468
建設仮勘定	106,951	113,858
その他費用	689,003	671,660
合計	41,788,611	39,112,986

当グループは、建設権（以下「HGB」という。）が付された土地を複数所有している。使用権に有効期限はなく、HGBの有効期間は2023年から2051年までであるが、当グループによって更新可能である。当グループはまた、複数の土地及び土地所有権を有しており、現在も拡張中で、当グループ名義への認証移管を行っている。

2022年12月31日現在において、建物、設備、発電所、送電設備、その他の通信及びデータ処理機器並びに船舶について、複数の保険会社、すなわち、関連当事者であり、主な保険会社として行為するPT Asuransi Jasa Indonesiaと保険総額24,292,883,042米ドル（全額）若しくは378,774,632百万ルピア相当（2021年には24,258,526,246米ドル（全額）若しくは346,144,911百万ルピア相当）で、かつ保険会社として行為するPT Asuransi Tugu Kresna Pratamaと火災及びその他の危険に対して、保険総額4,264,973百万ルピア（2021年には2,896,627百万ルピア）で保険を付保している。当グループは、建物、設備、発電所、送電設備、その他の通信及びデータ処理機器並びに船舶以外の有形固定資産には保険を付保していない。経営陣は、保険を付保していない資産に関連する損失のリスクは、支出される経費と得られる利益を考慮して、当グループにより管理可能であると考えている。経営陣は、当該保険の保険総額について、被保険資産の潜在的損失を補填するのに十分であると考えている。

2022年及び2021年12月31日現在において、減価償却済で使用中の有形固定資産の帳簿価額は、それぞれ14,081,063百万ルピア及び13,147,650百万ルピアである。

2021年において、2022年4月26日付2022年報告書第00142/2.0012-00/PI/02/0006/1/IV号に基づき経営陣は、固定資産の公正価値の決定するため、外部の独立した適格査定人であるKJPP RHRを雇った。KJPP RHRは財務省及びFSAに登録された独立価格査定人である。

経営陣は、2022年に関して再評価を必要とするような重大な状況の変化を特定しなかった。

下表は、SFAS第68号の公正価値ヒエラルキーに基づき、かつ2021年12月31日付の評価に基づき公正価値で計上された固定資産を以下のとおり分析したものである。

	2021年12月31日現在の公正価値測定			
	レベル1 百万ルピア	レベル2 百万ルピア	レベル3 百万ルピア	合計 百万ルピア
経常的な公正価値測定				
土地及び土地所有権	-	36,735,664	126,806,369	163,542,033
建物、貯水場及び インフラストラクチャー	-	6,988,067	69,138,909	76,126,976
設備及び発電所	-	-	556,182,532	556,182,532
送電設備	-	-	204,873,601	204,873,601
配電設備	-	-	235,012,113	235,012,113
電力供給のための電気通信及び データ処理機器	-	-	6,134,499	6,134,499
主要予備部品	-	-	3,090,753	3,090,753
合計	-	43,723,731	1,201,238,776	1,244,962,507

- 活発な市場における同一の資産又は負債の（未調整）相場価格（レベル1）
- レベル1に含まれる相場価格以外のインプットで、当該資産又は負債について直接（すなわち、価格として）又は間接（すなわち、価格から算出する）に観察可能なもの（レベル2）。
- 観察可能な市場データに基づかない資産又は負債のインプット（すなわち、観察不能なインプット）（レベル3）。

レベル1の公正価値に分類できる固定資産はなかった。

当年度中にレベル1とレベル2の間で振替はなかった。

土地及び土地所有権に係るレベル2の公正価値は、市場アプローチと収益還元法により算定し、建物の価値はコストアプローチにより算定している。データのインプットは下記から構成される市場アプローチから得られた。

- 1平方メートル当たりの販売価格又は賃貸価格
- 稼働率
- 成長率
- 割引率及びキャップレート

- e. 1平方メートル当たりの新規再調達原価
- f. 減価償却率
- g. 運営費
- h. 開発業者利益、及び
- i. 建設費指数

重要な観察不可能なインプット（レベル3）を用いて行う公正価値の測定の当初残高と最終残高との調整は、下記のとおりである。

	損益に認識された金額					その他の包括利益に認識された金額	2021年12月
	2021年1月	追加	組替	減価償却費	減損額		
土地	120,748,069	90	344,881	-	(233,550)	5,946,879	126,806,369
建物、貯水場及びインフラストラクチャー	68,575,318	11,935	1,396,506	(2,075,199)	(326,876)	1,557,225	69,138,909
設備及び発電所	569,627,746	1,307,825	9,073,213	(18,644,822)	(1,098,687)	(4,082,743)	556,182,532
送電設備	186,216,183	86,471	17,752,609	(5,481,988)	(688,075)	6,988,401	204,873,601
配電設備	222,243,033	93,123	12,051,446	(8,336,371)	(21,800)	8,982,682	235,012,113
電力供給のための電気通信及びデータ処理機器	5,997,253	20,142	711,983	(960,551)	(58,427)	424,099	6,134,499
主要予備費部品	4,063,814	29,766	(1,137,411)	(96,006)	(4,179)	234,769	3,090,753
合計	1,177,471,416	1,549,352	40,193,227	(35,594,937)	(2,431,594)	20,051,312	1,201,238,776

レベル3の公正価値は、市場アプローチ、収益還元法及びコストアプローチにより、観察不可能なインプットを用いて算定している。

再評価益の変動（最終法人税及び適用ある繰延法人税控除後）は、その他の包括利益に計上され、連結持分変動計算書の有形固定資産再評価益に表示される。

再評価モデルを適用した資産以外の固定資産の公正価値と帳簿価額との間に大きな差異はない。

有形固定資産再評価益の変動は、下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
期首残高	688,912,786	672,476,750
再評価益の増分	925,253	21,560,288
有形固定資産の処分	(512,731)	(2,000,388)
	412,522	19,559,900
有形固定資産の処分による再評価益の利益剰余金への組替	(695,848)	(305,038)
関連法人税等費用	(90,755)	(2,818,826)
期末残高	688,538,705	688,912,786

市場から観察されるデータインプット以外に、KJPP RHRは観察不可能な市場データインプット及び発電所その他など特殊用途の財産として分類された資産に関連した特別な想定条件も用いている。

規模、生産量、年数、所在地、形状及び仕様、土地所有権並びにその他の比較要素に基づき調整が行われた。

重要な観察不可能なインプット（レベル3）を用いた公正価値の測定に関する情報は以下のとおりである。

	2021年12月31日現在の公正価値	評価手法	観察不可能なインプット	使用されている観察不可能なデータの範囲	公正価値と観察不可能なインプットの関係
土地					
タワーサイト用の土地	51,471,076	費用積上法	- 通行地役権（ROW） - 補償ROW	60.00% - 70.00%*	- 通行地役権エリア及び補償金が高いほど、公正価値も高くなる
変電所及び発電所用の土地	75,335,293	収益還元法と土地開発法	- 開発パラメータの調整 - 土地面積及び法律の観点 - ゾーニングの変更	60.00% - 80.00%*	- 建築エリアの係数（KLB）が高いほど、公正価値も高くなる - 認証済みの土地の公正価値は高くなる - 隣接地のゾーニングにより公正価値が高くなる可能性がある
建物					
一般建物	52,306,552	コストアプローチ	- インデックス係数 - 建物容積	0.45 - 5.46 60.00% - 70.00%*	- インデックス係数が高いほど、公正価値が高くなる - 容積が大きいほど、公正価値が高くなる
貯水場及びインフラストラクチャー	16,832,357	トレンド	- インデックス係数	1.00 - 2.27	- インデックス係数が高いほど、公正価値が高くなる
設備及び発電所	556,182,532	コストアプローチ	- 機能低下率	1.00% - 30.00%	- 低下率が高いほど、公正価値が低くなる
			- 経済的低下率	1.00% - 3.00%	- 低下率が高いほど、公正価値が低くなる
			- PPIインデックス率	1.00 - 2.00	- PPIインデックス率が高いほど、公正価値が高くなる
送電設備	204,873,601	コストアプローチ	- PPIインデックス率	1.00 - 3.00	- PPIインデックス率が高いほど、公正価値が高くなる
配電設備	235,012,113	コストアプローチ	- PPIインデックス率	1.00 - 1.65	- PPIインデックス率が高いほど、公正価値が高くなる
電力供給のための電気通信及びデータ処理機器	6,134,499	コストアプローチ	- PPIインデックス率	1.01 - 1.02	- PPIインデックス率が高いほど、公正価値が高くなる
主要予備部品	3,090,753	コストアプローチ	- PPIインデックス率	1.00 - 3.00	- PPIインデックス率が高いほど、公正価値が高くなる

*) 観察不可能なインプットが非常に多いため、上記はかかるインプットの加重値を示している。

再評価益（適用ある繰延法人税引後）は、その他の包括利益に貸方計上され、その他の包括利益において「有形固定資産再評価益」に記載される。

当グループが再評価モデルを適用していない場合、2022年及び2021年12月31日現在の有形固定資産の帳簿価額純額は、それぞれ641,928,399百万ルピア及び603,974,534百万ルピアとなるだろう。

建設仮勘定

この勘定は、電力供給設備の建設及び改修・改良に関連して発生した費用を下記のとおり計上している。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
必須プロジェクト - 電源開発促進プログラム：		
発電所	5,092,385	6,549,381
送電	5,398,032	5,253,215
小計	10,490,417	11,802,596
一般建設：		
発電所	63,427,712	63,569,898
送電	52,904,758	81,842,276
配電	8,040,177	9,633,793
設備	893,351	204,195
小計	125,265,998	155,250,162
合計	135,756,415	167,052,758

（ ） 電源開発促進プログラム

電源開発促進プログラムは、政府から当グループに委任されたプログラムを表している。電源開発促進プログラムによる建設仮勘定には、建設業者への前払金、借入費用、その他資本化された支出が含まれる。

発電所

建設中の発電所の電源開発促進プログラムは、主に *PLTU 1 West Kalimantan-Parit Baru 2×50 MW* 及び *PLTU 2 West Kalimantan Bengkayang 2×27.5 MW* から成る。

送電

建設中の送電及び変電所の電源開発促進プログラムは、主に超高压変電所 *500 kV New Rawalo (Kesugihan)*、及び頭上の送電線 *150 kV Blang Pidie-Tapak Tuan* から成る。

（ ） 一般建設

発電所

建設中の発電所は主に *PLTU Lontar Extension 1×315 MW*、*PLTU Kalselteng 2 2×100 MW* 及び *PLTA Peusangan 2×88 MW* から成る。

送電

建設中の送電は、主にスマトラ、ジャワ・バリ内の500 kV、スマトラ、ジャワ・バリ外の150 kV、150 kVの変電所及び送電プロジェクトの相互接続のプロジェクトから成る。

配電

建設中の配電は、主に20 kVの中低圧配電線のプロジェクトと配電変電所プロジェクトから成る。

設備

建設中の設備は、発電及び配電を支援するために使用される特殊な材料及び設備から成る。

2022年12月31日現在における当グループの建設仮勘定プロジェクトの推定完成率は下記のとおりである。

プロジェクト名	金額 百万ルピア	完成率 %
PLTU Kalselteng 2 (2x100 MW)	7,440,871	94%
PLTA Peusangan (2x88 MW)	6,771,436	90%
PLTA Asahan III - Sumatera Utara (2x87 MW)	4,107,158	71%
PLTU Lontar Extension (1x315 MW)	4,017,420	99%
PLTA Jatigede (2x55 MW)	3,301,283	94%
PLTU Timor 1 (2x50 MW)	3,107,678	82%
PLTU 1 Sulut 2x50 MW	2,868,643	66%
PLTU Palu 3 (2x50 MW)	2,708,033	62%
PLTU 1 Kalimantan Barat - Parit Baru (2x50 MW)	1,728,051	86%
PLTU 2 Kalimantan Barat - Bengkayang (2x27.5 MW)	786,182	86%
各種送電線	58,302,790	2% - 98%
その他の発電所	31,683,342	2% - 98%
その他	8,933,528	2% - 98%
合計	135,756,415	

2021年12月31日現在における当グループの建設仮勘定プロジェクトの推定完成率は下記のとおりである。

プロジェクト名	金額 百万ルピア	完成率 %
PLTU Lontar Extension (1x315 MW)	8,212,141	98%
PLTA Peusangan (2x88 MW)	6,162,695	88%
PLTU Kalselteng 2 (2x100 MW)	5,778,829	78%
PLTU Sulsel Barru - 2 Coal Fired Steam Power Plant (1x100 MW)	3,494,427	95%
PLTA Jatigede (2x55 MW)	2,922,247	91%
PLTMG Bangkanai 2 (140 MW)	2,620,885	92%
PLTU 1 Kalimantan Barat - Parit Baru 2x50 MW	1,727,311	86%
PLTU Palu 3 (2x50 MW)	1,190,677	20%
PLTU 1 Sulut (2x50 MW)	1,046,279	15%
PLTU 2 Kalimantan Barat - Bengkayang (2x27.5 MW)	785,778	86%
各種送電線	87,095,492	2% - 98%
その他の発電所	36,178,008	2% - 98%
その他	9,837,989	2% - 98%
合計	167,052,758	

プロジェクトの完成後、事業認定を受けるまでには、試運転段階で実施する必要のあるテストはまだ数多くある。

当年度中、当グループは建設仮勘定に対する支払利息及び為替差額を含む借入費用を資本化し、その金額は5,174,469百万ルピア（2021年に5,205,448百万ルピア）であった。借入費用は、2022年に5.39%（2021年には5.40%）の一般借入の加重平均利率で資本化された。

営業活動に使用されなかった資産

営業活動に使用されなかった資産の内訳は、移転予定の有形固定資産、一時的に営業活動に使用されなかった資産及び修理予定の資産である。

2022年及び2021年12月31日に終了した年度の営業活動に使用されなかった資産の償却損失は、それぞれ689,003百万ルピア及び671,660百万ルピアに達しており、「その他収益／（費用）、純額」の一部として記載されている（注記46）。

営業活動に使用されなかった特定の資産の売却収益は、2022年及び2021年12月31日に終了した年度に関しそれぞれ88,898百万ルピア及び11,963百万ルピアであった（注記46）。

経営陣の評価によれば、減損引当金は2022年及び2021年12月31日現在の固定資産の帳簿価額について生じる可能性のある減損損失に備えるには十分適切であるというのが経営陣の意見である。

7. 使用権資産

	2022年度					
	期首残高 百万ルピア	追加*) 百万ルピア	控除 百万ルピア	組替及び 調整 百万ルピア	財務書類の 換算による 為替差額	期末残高 百万ルピア
取得原価						
土地	1,053,498	21,292	(4)	-	-	1,074,786
建物、貯水場及びインフラ						
トラックチャーター	2,187,241	151,841	(24,483)	(158)	-	2,314,441
設備及び発電所	43,841,293	41,554	(771,044)	-	83,219	43,195,022
一般機器	107,133	35,577	(15,778)	985	-	127,917
自動車	1,739,095	817,792	(217,050)	857	-	2,340,694
電気通信及びデータ処理機器	2,014	684	(137)	3,476	-	6,037
船舶及び設備	1,208,346	1,704,346	-	-	-	2,912,692
合計	50,138,620	2,773,086	(1,028,496)	5,160	83,219	51,971,589
減価償却累積額						
土地	43,416	22,689	-	-	-	66,105
建物、貯水場及びインフラ						
トラックチャーター	660,188	311,502	(24,007)	(25)	-	947,658
設備及び発電所	18,751,846	2,234,861	(487,187)	12,749	-	20,512,269
一般機器	60,881	41,252	(12,381)	(3,860)	-	85,892
自動車	742,332	589,368	(214,021)	(5,327)	-	1,112,352
電気通信及びデータ処理機器	1,524	1,794	(3,014)	3,089	-	3,393
船舶及び設備	115,896	122,831	-	-	-	238,727
合計	20,376,083	3,324,297	(740,610)	6,626	-	22,966,396
帳簿価額、純額	29,762,537					29,005,193

2021年度

	期首残高 百万ルピア	追加*) 百万ルピア	控除 百万ルピア	組替及び調整 百万ルピア	期末残高 百万ルピア
取得原価					
土地	1,059,995	6,083	(118)	(12,462)	1,053,498
建物、貯水場及びイン フラストラクチャー	2,193,643	149,532	(150,931)	(5,003)	2,187,241
設備及び発電所	43,703,504	245,682	(482,780)	374,887	43,841,293
一般機器	126,053	6,068	(10,650)	(14,338)	107,133
自動車	1,768,985	668,149	(353,964)	(344,075)	1,739,095
電気通信及びデータ処 理機器	79,955	918	(78,859)	-	2,014
船舶及び設備	-	1,208,346	-	-	1,208,346
合計	48,932,135	2,284,778	(1,077,302)	(991)	50,138,620
減価償却累積額					
土地	21,520	22,014	(118)	-	43,416
建物、貯水場及びイン フラストラクチャー	521,251	214,920	(52,239)	(23,744)	660,188
設備及び発電所	16,559,809	2,299,134	(215,760)	108,663	18,751,846
一般機器	26,212	38,143	(10,095)	6,621	60,881
自動車	575,156	582,949	(182,219)	(233,554)	742,332
電気通信及びデータ処 理機器	34,202	1,175	(35,390)	1,537	1,524
船舶及び設備	-	115,896	-	-	115,896
合計	17,738,150	3,274,231	(495,821)	(140,477)	20,376,083
帳簿価額、純額	31,193,985				29,762,537

*) 2021年におけるEMIの取得による使用権資産の追加を含む。

2022年12月31日現在、タンジュン・ジャティB 蒸気発電所（以下「PLTU」という。）4x660 MWの資産には、火災その他のリスクについて、保険総額390,548,530,325円（全額）又は46,067,542百万ルピア相当（2021年は390,139,188,104円（全額）又は48,334,266百万ルピア相当）及び24,320,000米ドル（全額）又は379,197百万ルピア相当（2021年は4,320,000米ドル（全額）又は61,642百万ルピア相当）のPTアスランシ・ミツイ・スミトモ・インドネシア（PT Asuransi Mitsui Sumitomo Indonesia）の保険が付保されている。当グループの経営陣は、使用権資産は2022年及び2021年12月31日現在、適切に保険が付保されていると考えている。

使用権資産の減価償却費は、次のとおり配分される。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
営業費用		
使用権資産減価償却費	3,063,978	3,113,803
燃料・潤滑油費	11,132	-
小計	3,075,110	3,113,803
棚卸資産	139,142	115,896
その他費用	77,713	-
建設仮勘定	32,332	44,532
合計	3,324,297	3,274,231

棚卸資産として資本化される減価償却費の金額は、棚卸資産が使用された場合、部分的に燃料及び潤滑油費用に計上されている。

経営陣の評価によれば、2022年及び2021年12月31日現在、使用権資産が減損する兆候はなかったというのが経営陣の意見である。

8. 投資不動産

	2022年度				
	期首残高 百万ルピア	公正価値の変動 百万ルピア	控除 百万ルピア	組替 百万ルピア	期末残高 百万ルピア
直接取得					
土地及び建物	5,451,410	223,354	-	(51,275)	5,623,489
	2021年度				
	期首残高 百万ルピア	公正価値の変動 百万ルピア	控除 百万ルピア	組替 百万ルピア	期末残高 百万ルピア
直接取得					
土地及び建物	5,408,572	36,192	-	6,646	5,451,410

当会計は、HGBを含む、当グループのメンバー（パデマンガン - ジャカルタ北部、ペイトン - 東ジャワ州、ベカシ - 西ジャワ州、ブルート - ジャカルタ北部、アサハン - スマトラ北部及びクラマツワトゥ - セラン州に所在するIP、PJB及びPLN Batamから成る）が所有する土地に係るものである。それらの土地は、2032年までの7年間で40年間にわたり、PT Pertamina (Persero)（以下「ブルタミナ社」という。）、PT Pertamina Hulu Energi ONWJ、PT Nusantara Regas、PT Bajradaya Sentranusa、PT Karya Semesta Gemilang、PT Shenhua Guohua Pembangunan Jawa Baliに賃借され、いくつかの土地が第三者に賃借されている。

2022年度中、115,523百万ルピアの一定の土地が固定資産に再分類され、一方で64,248百万ルピアの一定の土地建物が固定資産から投資不動産に再分類されている。

2022年及び2021年12月31日現在の投資不動産から生じる賃貸料収入は、それぞれ39,212百万ルピア及び42,691百万ルピアであった。

2022年12月31日現在で、当グループは、2023年3月30日付の2023年報告書第02172/2.0027-00/PI/11/0196/1/号において、財務省及びFSAに登録された独立価格査定人であるKJPP *Muttaqin Bambang Purwanto Rozak Uswatun and Partners* が実施する投資不動産の公正価値の再評価を行った。

投資不動産の公正価値は、公正価値ヒエラルキーのレベル2の範囲内である。

土地のレベル2の公正価値は、市場アプローチ及び収益還元法を用いて算出している。データインプットは、下記の事項から構成される市場アプローチから入手した。

- 1平方メートル当たりの販売価格又は賃貸価格
- 入居率
- 成長率、並びに
- 割引率及びキャップレート

規模、位置、形状、仕様、土地、土地所有権及びその他の比較要素に基づいて調整を行った。

当グループは、それぞれ223,354百万ルピア及び36,192百万ルピアの公正価値の変動を計上し、2022年及び2021年12月31日に終了した年度の連結損益計算書において「その他収益 / (費用)、純額」に記載された（注記46）。

2022年及び2021年12月31日現在、当グループは、将来の修繕維持費について契約債務を負っていない。

9. 関連会社及び共同支配会社に対する投資

関連会社及び共同支配企業に対する投資の詳細は下記のとおりである。

事業体	住所	事業内容	営業活動年度	出資比率	
				2022年度 %	2021年度 %
関連会社					
PT Geo Dipa Energi (GDE)	ジャカルタ	電力供給事業者	2002	5.50**)	5.50**)
PT Mitra Energi Batam (MEB)	バタム	電力供給事業者	2004	30.00	30.00
PT Sumber Segara Primadaya (S2P)	チラチャブ	電力供給事業者	2006	49.00	49.00
PT Dalle Energy Batam (DEB)	バタム	電力供給事業者	2013	20.00	20.00
PT Energi Pelabuhan Indonesia (EPI)	ジャカルタ	電力供給事業者	2013	45.00	45.00
PT Tanjung Kasam Power (TJK)	バタム	電力供給事業者	2012	10.00**)	10.00**)
PT Indo Pusaka Berau (IPB)	ベラウ	電力供給事業者	2005	46.53	46.53
PT PBM Adhiguna Putera (PBM AP)	ジャカルタ	運送	1987	25.00	25.00
PT Musi Mitra Jaya (MMJ)	パレンバン	石炭輸送	2011	25.50	25.50
PT Sriwijaya Bara Logistic (SBL)	ムシ・パニユアシ ン	石炭輸送	2014	25.50	25.50
PT Rekind Daya Mamuju (RDM)	ジャカルタ	電力供給事業者	2018	10.00**)	10.00**)
PT Sumbagsel Energi Sakti Pewali (SS Pewali)	南スマトラ	電力供給事業者	*)	10.00**)	10.00**)
共同支配企業					
PT Unelec Indonesia (Unindo)	ジャカルタ	電気サポート	1988	32.35	32.35
PT Bajradaya Sentranusa (BDSN)	アサハン	電力供給事業者	2011	36.61	36.61
PT Bukit Pembangkit Innovative (BPI)	パレンバン	蒸気ガス発電所	2015	40.25	40.25
PT Komipo Pembangkitan Jawa Bali (Komipo PJB)	ジェバラ	運用及び保守	2010	49.00	49.00
PT Indo Raya Tenaga (IRT)	ジャカルタ	電力供給事業者	*)	51.00	51.00
PT Rajamandala Electric Power (REP)	ジャカルタ	電力供給事業者	2019	51.00	51.00
PT Perta Daya Ga (PDG)	ジャカルタ	LNGの輸送及び貯蔵	2015	35.00	35.00
PT Crompton Prima Switchgear Indonesia (CPSI)	ジャカルタ	電気制御装置及び 配電	2014	49.00	49.00
PT Shenhua Guohua Pembangkitan Jawa Bali (SGPJB)	ジャカルタ	電力供給事業者	2019	30.00	30.00
PT GCL Indotenaga (GCL)	ジャカルタ	電力供給事業者	2021	35.00	35.00
PT Guohua Taidian Pembangkitan Jawa Bali (GTPJB)	ジャカルタ	電力供給事業者	2019	30.00	30.00

PT North Sumatra Hydro Energy (NSHE)	北スマトラ	電力供給事業者	*)	25.00	25.00
PT Pembangunan Jawa Bali Masdar Solar Energi (PMSE)	ジャカルタ	電力供給事業者	*)	51.00	51.00
PT Maxpower Cogindo Batam (MCB)	パタム	発電、電気業務サ ポート並びに事務機 器、産業機械、予備 部品及び装置の 卸売業	2022	30.00	30.00
PT Industri Baterai Indonesia (IBI)	ジャカルタ	EVバッテリー及び ESS産業機械	*)	25.00	25.00

*) 開発段階

**) PLNから派遣されている代表がいる。

全ての関連会社及び共同支配企業は、当グループが持分法を適用して計上している。それらは民間企業であり、株式の取引相場価格は存在しない。

2022年及び2021年12月31日現在、経営陣は、関連会社及び共同支配企業への投資には制約及び重大なリスクはないと考えている。

関連会社及び共同支配企業に対する投資の変動は下記のとおりである。

	2022年度					帳簿価額 2022年 12月31日 百万ルピア
	帳簿価額 2022年 1月1日 百万ルピア	追加 百万ルピア	持分法による 投資利益 (損失) 百万ルピア	その他の包括 持分利益 (損失) 百万ルピア	配当金 百万ルピア	
関連会社						
S2P	5,192,671	-	1,785,106	-	(275,376)	6,702,401
SBL	326,100	-	664	8,297	-	335,061
MMJ	245,332	-	6,498	3,348	-	255,178
TJK	121,970	-	17,810	71	(744)	139,107
MEB	130,118	-	3,345	-	-	133,463
IPB	123,948	-	3,171	-	(4,517)	122,602
GDE	114,458	-	-	-	-	114,458
DEB	107,312	-	7,647	-	(7,000)	107,959
EPI	52,144	-	4,360	-	(1,549)	54,955
RDM	54,497	-	(1,825)	4,924	-	57,596
AGP	53,392	-	(10,039)	(521)	(6,685)	36,147
SS Pewali	25,505	-	1,282	-	-	26,787
小計	6,547,447	-	1,818,019	16,119	(295,871)	8,085,714

共同支配企業

IRT	3,292,871	-	533,160	1,867,428	-	5,693,459
SGPJB	3,310,343	-	718,315	336,427	(107,186)	4,257,899
BPI	1,502,427	-	96,511	167,989	-	1,766,927
NSHE	1,236,983	393,398	103,652	123,282	-	1,857,315
BDSN	936,965	-	58,414	327,195	(106,324)	1,216,250
GCL	613,580	-	223,803	70,614	(111,013)	796,984
REP	125,627	-	7,443	9,833	-	142,903

PDP	-	-	11,709	-	(300)	11,409
IBI	48,951	64,000	-	-	-	112,951
PMSE	69,243	-	72,779	7,844	-	149,866
Komipo PJB	59,487	-	21,603	-	(4,900)	76,190
PDG	55,954	-	9,792	-	(2,754)	62,992
MCB	8,235	-	120	1,166	-	9,521
GTPJB	2,726	-	269	259	(166)	3,088
CPSI	-	-	-	-	-	-
小計	11,263,392	457,398	1,857,570	2,912,037	(332,643)	16,157,754
合計	17,810,839	457,398	3,675,589	2,928,156	(628,514)	24,243,468

2021年度

	帳簿価額 2021年 1月1日 百万ルピア	追加 百万ルピア	持分法による 投資利益 (損失) 百万ルピア	その他の包括 持分利益 (損失) 百万ルピア	配当金 百万ルピア	帳簿価額 2021年 12月31日 百万ルピア
関連会社						
S2P	3,590,968	-	1,830,745	-	(229,042)	5,192,671
SBL	333,847	-	(8,483)	736	-	326,100
MMJ	258,697	-	(13,572)	207	-	245,332
MEB	130,617	-	657	344	(1,500)	130,118
IPB	124,619	-	(671)	-	-	123,948
TJK	98,402	-	23,568	-	-	121,970
GDE	114,458	-	-	-	-	114,458
DEB	103,997	-	9,315	-	(6,000)	107,312
EPI	60,538	-	(8,394)	-	-	52,144
RDM	61,384	-	(6,887)	-	-	54,497
PBM AP	48,526	-	1,566	9,407	(6,107)	53,392
SS Pewali	25,491	-	14	-	-	25,505
小計	4,951,544	-	1,827,858	10,694	(242,649)	6,547,447

共同支配企業

SGPJB	2,589,521	-	662,544	58,278	-	3,310,343
IRT	2,657,595	-	31,697	603,579	-	3,292,871
BPI	1,343,653	-	94,782	63,992	-	1,502,427
NSHE	1,094,049	35,858	271,330	(164,254)	-	1,236,983
BDSN	843,371	-	129,982	37,880	(74,268)	936,965
GCL	420,817	38,115	154,648	-	-	613,580
REP	73,906	-	50,337	1,384	-	125,627
PMSE	23,742	56,740	(10,519)	(720)	-	69,243
Komipo PJB	60,295	-	5,633	-	(6,441)	59,487
PDG	40,125	-	15,829	-	-	55,954
IBI	-	48,951	-	-	-	48,951
MCB	8,234	-	1	-	-	8,235
GTPJB	2,474	-	296	(44)	-	2,726

CPSI	3,259	-	(3,259)	-	-	-
小計	9,161,041	179,664	1,403,301	600,095	(80,709)	11,263,392
合計	14,112,585	179,664	3,231,159	610,789	(323,358)	17,810,839

次の表は、持分法で会計処理されている関連会社及び共同支配企業の2022年及び2021年12月31日現在の要約財務情報を示している。

関連会社

	2022年度				
	S2P 百万ルピア	MMJ 百万ルピア	SBL 百万ルピア	その他 百万ルピア	合計 百万ルピア
現金及び現金同等物	1,585,991	7,959	2,582	2,058,053	3,654,585
その他の流動資産（現金 除く）	3,416,904	232,207	299,589	1,240,819	5,189,519
流動資産合計	5,002,895	240,166	302,171	3,298,872	8,844,104
固定資産	30,970,555	750,355	348,145	8,841,498	40,910,553
金融負債					
買掛金	1,588,051	172,751	96,695	220,914	2,078,411
その他の流動負債	4,915,883	176,986	55,449	846,825	5,995,143
流動負債合計	6,503,934	349,737	152,144	1,067,739	8,073,554
負債					
金融負債	8,275,878	472,779	89,463	3,066,845	11,904,965
その他の負債	7,515,269	5,935	67,076	1,324,911	8,913,191
固定負債合計	15,791,147	478,714	156,539	4,391,756	20,818,156
純資産	13,678,369	162,070	341,633	6,680,875	20,862,947
所有割合	49.00%	25.50%	25.50%	5.50% - 46.53%	
関連会社の純資産に対する 当グループの持分	6,702,401	41,328	87,116	874,110	7,704,955
持分法の調整	-	213,850	247,945	(81,036)	380,759
帳簿価額合計	6,702,401	255,178	335,061	793,074	8,085,714
収益	12,563,860	226,859	173,105	2,226,139	15,189,963
売上原価	(5,959,095)	(169,659)	(113,726)	(1,527,204)	(7,769,684)
減価償却費	(43,806)	-	-	(90,802)	(134,608)
金融収益	3,572	-	-	273	3,845
金融費用	(965,962)	63	46	(58,286)	(1,024,139)
営業費用	(2,387,543)	(5,589)	(5,912)	(625,838)	(3,024,882)
その他収益（費用）、純額	1,122,370	(12,232)	(37,338)	(112,340)	960,460
法人税費用	(690,322)	(13,960)	(13,571)	(95,238)	(813,091)
当期利益（損失）	3,643,074	25,482	2,604	(283,296)	3,387,864
所有割合	49.00%	25.50%	25.50%	5.50%-46.53%	
関連会社の当期利益（損 失）に対する 当グループの持分	1,785,106	6,498	664	25,751	1,818,019
その他の包括利益	-	13,129	32,537	47,865	93,531

関連会社のその他の包括利益に対する当グループの持分	-	3,348	8,297	4,474	16,119
関連会社からの受取配当金	(275,376)	-	-	(20,495)	(295,871)

	2021年度				
	S2P 百万ルピア	MMJ 百万ルピア	SBL 百万ルピア	その他 百万ルピア	合計 百万ルピア
現金及び現金同等物	1,139,399	5,145	3,841	1,690,406	2,838,791
その他の流動資産（現金除く）	3,024,301	160,122	251,838	1,560,044	4,996,305
流動資産合計	4,163,700	165,267	255,679	3,250,450	7,835,096
固定資産	29,863,035	681,642	319,253	9,827,436	40,691,366
金融負債					
買掛金	1,246,735	161,461	94,302	236,732	1,739,230
その他の流動負債	5,077,251	149,379	54,922	1,115,597	6,397,149
流動負債合計	6,323,986	310,840	149,224	1,352,329	8,136,379
負債					
金融負債	9,424,681	-	-	3,263,752	12,688,433
その他の負債	6,558,646	442,269	153,623	1,004,899	8,159,437
固定負債合計	15,983,327	442,269	153,623	4,268,651	20,847,870
純資産	11,719,422	93,800	272,085	7,456,906	19,542,213
所有割合	49.00%	25.50%	25.50%	5.50% - 46.53%	-
関連会社の純資産に対する当グループの持分	5,742,516	23,919	69,381	855,678	6,691,494
持分法の調整	(549,845)	221,413	256,719	(72,334)	(144,047)
帳簿価額合計	5,192,671	245,332	326,100	783,344	6,547,447
収益	11,645,263	108,742	89,598	1,595,518	13,439,121
売上原価	(5,775,285)	(92,042)	(68,401)	(1,020,675)	(6,956,403)
減価償却費	(207,503)	-	-	(27,289)	(234,792)
金融収益	7,322	-	-	1,280	8,602
金融費用	(999,357)	(21)	-	(46,905)	(1,046,283)
営業費用	(1,960,675)	(2,254)	(412)	(196,524)	(2,159,865)
その他収益（費用）、純額	1,388,446	(67,649)	(54,052)	(35,578)	1,231,167
法人税費用	(361,997)	-	-	(67,942)	(429,939)
当期利益（損失）	3,736,214	(53,224)	(33,267)	201,885	3,851,608
所有割合	49.00%	25.50%	25.50%	5.50% - 46.53%	-
関連会社の当期利益（損失）に対する当グループの持分	1,830,745	(13,572)	(8,483)	19,168	1,827,858
その他の包括利益	-	812	2,886	38,776	42,474
関連会社のその他の包括利益に対する当グループの持分	-	207	736	9,751	10,694
関連会社からの受取配当金	(229,042)	-	-	(13,607)	(242,649)

共同支配企業

	2022年度						
	BPI 百万ルピア	IRT 百万ルピア	SGPJB 百万ルピア	BDSN 百万ルピア	NSHE 百万ルピア	その他 百万ルピア	合計 百万ルピア
現金及び 現金同等物	46,288	230,682	3,666,740	652,936	302,515	946,527	5,845,688
その他の流動資 産 (現金 除く)	650,825	72,211	6,711,063	662,198	68,013	918,415	9,082,725
流動資産 合計	697,113	302,893	10,377,803	1,315,134	370,528	1,864,942	14,928,413
固定資産	4,791,900	35,678,691	24,747,224	5,822,212	9,806,685	9,749,442	90,596,154
金融負債 買掛金	311,760	8,313	5,166	66,175	-	343,928	735,342
その他の金融 負債	230,868	2,014,502	4,142,617	193,967	534,888	1,265,249	8,382,091
流動負債 合計	542,628	2,022,815	4,147,783	260,142	534,888	1,609,177	9,117,433
負債 金融負債	-	20,898,567	15,314,854	2,363,502	529,228	5,807,423	44,913,574
その他の 負債	574,070	1,896,556	1,469,393	1,171,747	1,702,698	777,944	7,592,408
固定負債 合計	574,070	22,795,123	16,784,247	3,535,249	2,231,926	6,585,367	52,505,982
純資産	4,372,315	11,163,646	14,192,997	3,341,955	7,410,399	3,419,840	43,901,152
所有割合	40.25%	51%	30%	36.61%	25%	30.00% - 51.00%	
共同支配企業の 純資産に対する 当グループの 持分	1,759,857	5,693,459	4,257,899	1,223,490	1,852,600	1,282,554	16,069,859
持分法の 調整	7,070	-	-	(7,240)	4,715	83,350	87,895
帳簿価額 合計	1,766,927	5,693,459	4,257,899	1,216,250	1,857,315	1,365,904	16,157,754
収益	1,063,858	14,227,566	9,454,486	641,023	3,280,340	3,121,965	31,789,238
売上原価	(721,440)	(11,747,487)	(5,756,034)	(59,386)	(2,640,055)	(1,569,993)	(22,494,395)
減価償却費	(5,955)	-	(11,981)	(1,226)	-	(150,326)	(169,488)
金融収益	1,171	265	137,971	-	-	9,792	149,199
支払利息	(5,888)	(1,185,383)	(922,757)	(266,181)	(69,978)	(432,719)	(2,882,906)
営業費用	(85,933)	(41,795)	(225,227)	-	(43,111)	(56,332)	(452,398)
その他収益(費 用)、純額	126,772	174,639	(218,613)	(85,239)	15,453	160,282	173,294
法人税費用	(132,806)	(382,394)	(63,461)	(69,434)	(128,042)	(134,514)	(910,651)
当期利益	239,779	1,045,411	2,394,384	159,557	414,607	948,155	5,201,894

						30.00% - 51.00%	
所有割合	40.25%	51.00%	30.00%	36.61%	25.00%		
共同支配企業の 当期利益に対す る当グループの 持分	96,511	533,160	718,315	58,414	103,652	347,517	1,857,569
その他の包括利 益	417,364	3,661,624	1,121,423	893,731	493,127	241,165	6,828,434
共同支配企業の その他の包括利 益に対する 持分	167,989	1,867,428	336,427	327,195	123,282	89,716	2,912,037
共同支配企業か らの受取配当金	-	-	(107,186)	(106,324)	-	(119,133)	(332,643)

2021年度							
	BPI 百万ルピア	IRT 百万ルピア	SGPJB 百万ルピア	BDSN 百万ルピア	NSHE 百万ルピア	その他 百万ルピア	合計 百万ルピア
現金及び 現金同等物	293,902	190,433	1,929,434	355,570	92,070	1,138,289	3,999,698
その他の流動資 産 （現金 除く）	561,615	123,443	6,224,185	320,009	2,033	714,415	7,945,700
流動資産 合計	855,517	313,876	8,153,619	675,579	94,103	1,852,704	11,945,398
固定資産	4,657,167	16,176,156	24,039,202	5,437,068	5,841,849	8,459,289	64,610,731
金融負債 買掛金	769,800	138,193	19,442	60,560	-	295,215	1,283,210
その他の金融 負債	647,454	839,298	4,245,300	453,895	614,308	324,595	7,124,850
流動負債 合計	1,417,254	977,491	4,264,742	514,455	614,308	619,810	8,408,060
負債 金融負債	-	8,580,033	15,650,358	1,872,532	-	6,150,947	32,253,870
その他の 負債	539,072	475,897	1,243,255	942,450	373,710	973,919	4,548,303
固定負債 合計	539,072	9,055,930	16,893,613	2,814,982	373,710	7,124,866	36,802,173
純資産	3,556,358	6,456,611	11,034,466	2,783,210	4,947,934	2,567,317	31,345,896
所有割合	40.25%	51.00%	30.00%	36.61%	25.00%	30.00% - 51.00%	
共同支配企業の 純資産に対する 当グループの 持分	1,431,434	3,292,871	3,310,339	1,018,933	1,236,983	964,144	11,254,704
持分法の 調整	70,993	-	4	(81,968)	-	19,659	8,688
帳簿価額 合計	1,502,427	3,292,871	3,310,343	936,965	1,236,983	983,803	11,263,392

収益	1,046,089	4,665,015	8,492,010	664,441	1,380,437	2,314,556	18,562,548
売上原価	(601,323)	(3,579,708)	(5,324,028)	(65,024)	(871,073)	(1,200,144)	(11,641,300)
減価償却費	-	(4,634)	0	(855)	0	(18,343)	(23,832)
金融収益	1,464	51	330,615	158	2,514	2,326	337,128
支払利息	(34,199)	(405,850)	(687,586)	(182,674)	(81,235)	(168,837)	(1,560,381)
営業費用	(82,257)	(19,415)	(238,453)	3,095	(77,822)	(403,829)	(818,681)
その他収益 (費用)、純額	13,170	(483,700)	(23,771)	83,826	867,335	88,872	545,732
法人税費用	(107,461)	(109,608)	(340,307)	(147,922)	(134,836)	(43,616)	(883,750)
当期利益	235,483	62,151	2,208,480	355,045	1,085,320	570,985	4,517,464
所有割合	40.25%	51.00%	30.00%	36.61%	25.00%	30.00% - 51.00%	
共同支配企業の 当期利益に対す る当グループの 持分	94,782	31,697	662,544	129,982	271,330	212,966	1,403,301
その他の包括利 益 (損失)	158,988	1,183,487	194,261	103,470	(657,017)	1,156	984,345
共同支配企業の その他の包括利 益(損失)に対 する当グループ の持分	63,992	603,579	58,278	37,880	(164,254)	620	600,095
共同支配企業か らの受取配当金	-	-	-	(74,268)	-	(6,441)	(80,709)

これらの事業体は、当グループと同じ電気事業を営んでいるため、これらの事業体への投資は主として長期的な成長のために保有されている。経営陣は、減損の兆候はないと考えている。

10. 関係当事者に対する債権

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
SGPJB	849,106	806,425
REP	415,493	358,699
PDG	79,733	114,012
GCL	70,422	-
PMSE	11,181	9,632
その他	93,341	54,379
合計	1,519,276	1,343,147
1年以内債権控除後	231,006	183,066
長期部分	1,288,270	1,160,081

SGPJB

2018年11月20日、PJBの子会社であるPJBIは、SGPJ Bに対して56,516,733米ドルの長期融資を提供し、金利は6か月LIBOR+4%となった。同融資は2033年12月15日に満期を迎える。利息は、毎年1月15日及び7月15日が支払期限である。2022年度中、SGPJ Bは4,347,441米ドル又は64,720百万ルピア相当(2021年は0米ドル)の融資の返済を行った。

2022年12月31日現在、SGPJ BからのPJBの未払の貸付元本残高は52,169,292米ドル(813,424百万ルピア相当)であり、受取利息は2,288,456米ドル(35,682百万ルピア相当)であった。

2021年12月31日現在、SGPJ BからのPJBの未払の貸付元本残高は56,516,733米ドル(806,425百万ルピア相当)であった。

REP

2014年7月4日、子会社であるIPIは、関連会社であるREPに対し、西ジャワ州チアンジュールのシタラム川水力発電所(以下「HPP」という。)の46.6MWプロジェクトへの資金として9,399,962米ドルの長期融資を行った。この融資は年率10%、返済期限は建設期間中の猶予期間を経て17年半後である。商業運転日(以下「COD」という。)は2017年8月10日付のPPAの第1次改訂で修正されており、決算日から57か月後となっている。HPPラジャマンダラ1 x 47 MWは、COD証明書2019年第188.BA/159/REP/2019号に基づき、2019年5月12日に運転を開始した。元本はCODから6か月ごとに徴収する。

2016年11月23日、IPIはREPに対し、前回と同様の条件で5,724,490米ドルの追加融資を実施した。

2022年12月31日現在のIPのREPから支払われるべき元本金額は15,124,452米ドル又は235,820百万ルピア相当(2021年:15,124,452米ドル又は215,811百万ルピア相当)、受取利息は11,487,115米ドル又は179,107百万ルピア相当(2021年:9,947,670米ドル又は142,329百万ルピア相当)である。その他の債権566百万ルピア(2021年:559百万ルピア)は、従業員の移転費用及び運用・保全サービスからの収益が計上されている。

2022年12月31日現在、連結損益計算書に示されている受取利息は1,512,445米ドル又は22,565百万ルピア相当(2021年:1,512,445米ドル又は21,685百万ルピア相当)である。

2022年及び2021年12月31日現在、REPが融資した元本及び利息の返済はされていない。IPIは、シニア・ファシリティのリリース日以前にREPに提供した融資元本の返済を要求する権利を有さず、REPによる利息の支払は、株主契約に定める諸条件を満たさなければならない。

- 分配口座の預金額、又は
- 債権者代理人が書面により承認したその他の資金源

PDG

2013年6月12日、子会社であるIPIは、共同支配企業であるPDGに対し、PLTUタンバク・ロロク、スマランの資金のため18,837,112米ドルの長期融資を行った。2015年11月30日、IPIは、PDGに対する長期融資を2014年1月9日までの資金移動に基づき、融資総額を18,191,529米ドルに修正し、貸付期間を8年、2023年12月1日を返済期日とした。本借入金の利息は年率6.5%である。

工事期間中の元本に対する利息(工事期間中の利息)は融資引出日から2014年5月30日まで有効であり、全額を2016年6月1日に完済した。元本は2016年6月1日から2023年12月1日まで6か月ごとに徴収する。

2022年に、PDGは2,273,941米ドル(34,644百万ルピア相当)の元本、及び828,877米ドル(12,614百万ルピア相当)の利息(2021年:元本3,410,912米ドル(48,670百万ルピア相当)及び利息2,078,181米ドル(29,654百万ルピア相当))の融資の返済を行った。

2022年及び2021年12月31日現在、IPのPDGからの未払の貸付元本残高はそれぞれ4,547,882米ドル(70,911百万ルピア相当)及び6,821,823米ドル(97,340百万ルピア相当)であり、受取利息はそれぞれ459,361米ドル(7,162百万ルピア相当)及び883,003米ドル(12,600百万ルピア相当)であった。

2022年及び2021年12月31日現在、その他の債権はそれぞれ1,660百万ルピア及び4,072百万ルピアであり、利息債権及び従業員の経費として計上されている。

GCL

2022年12月27日に、IPの関連会社であるGCLは株主総会（以下「株主総会」という。）2022年第005/GMS - GCLIT号を通じて、IPの子会社であるPITに対して配当を宣言しており、その金額は7,141,530米ドル（111,013百万ルピア相当）であった。GCLは2,625,000米ドル（40,591百万ルピア相当）をPITに支払っており、支払われていない残額は4,516,530米ドル（70,422百万ルピア相当）であった。

当社グループの経営陣の見解では、関連当事者に対する債権の予想信用損失引当金は実質的なものではないとしており、したがって、2022年及び2021年12月31日現在、予想信用損失引当金は必要ないと考えている。

関係当事者間の取引及び残高についての詳しい情報については、注記51を参照のこと。

PMSE

2022年12月31日現在、PJBICからのPMSEの未払貸付元本残高は663,000米ドル（10,429百万ルピア相当）であり、受取利息の残高は48,213米ドル（752百万ルピア相当）であった。

2021年12月31日現在、PJBICからのPMSEの未払貸付元本残高は663,000米ドル（9,632百万ルピア相当）であり、受取利息の残高は0米ドル（0ルピア相当）であった。

11. 制限付現金及び定期預金

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
準備金口座		
三井住友銀行シンガポール支店		
日本円	3,488,296	4,039,648
米ドル	851,029	741,073
銀行保証		
関係当事者：		
バンク・ラヤット・インドネシア（BRI）		
ルピア	19,550	10,000
米ドル	161,764	150,792
マンディリ銀行		
ルピア	62,023	53,827
米ドル	112,262	-
バンクネガラインドネシア（BNI）		
ルピア	1,285	10,902
PTバンク・ペンバングナン・ダエラ・ジャワ・ティムル （BDPジャティム）		
ルピア	-	268
第三者：		
バンク・ブコピン		
ルピア	16,749	16,750
CIMBニアガ銀行		
ルピア	43,938	44,910
小計	4,756,896	5,068,170
予想信用損失引当金	(2)	(9)

合計	4,756,894	5,068,161
1年以内償権控除後	302,386	206,279
長期部分	4,454,508	4,861,882

当社は、ファイナンス・リース契約（注記26）の要件を満たすため、三井住友銀行シンガポール支店との間で、2022年12月31日現在で29,572,853,747円及び54,581,139米ドル（2021年12月31日現在で32,606,787,926円及び51,935,860米ドル）の準備金を積み立てている。

銀行保証は、銀行預金を表し、当グループによるプロジェクト及びサービスの担保として使用された。

制限付銀行預金及び外貨定期預金の内訳は下記のとおりである。

	2022年度		2021年度	
	外貨建て*)	百万ルピア相当額	外貨建て*)	百万ルピア相当額
日本円	29,572,853,747	3,488,296	32,606,787,926	4,039,648
米ドル	72,115,932	1,125,055	62,503,640	891,865
合計		4,613,351		4,931,513

*) 全額

関係当事者との取引及び残高の詳細情報については、注記51を参照のこと。

12. その他の固定資産

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
鉱物資産	1,858,369	1,810,266
前渡金		
プロジェクト開発	1,546,652	1,457,182
石炭購入	33,833	43,500
小計	1,580,485	1,500,682
前払費用		
ガス購入	98,012	127,770
その他	169,983	79,306
小計	267,995	207,076
無形資産		
ソフトウェア	532,268	566,134
土地所有権更新に係る法的費用	398,124	133,621
小計	930,392	699,755
その他	562,218	204,246
合計	5,199,459	4,422,025

当グループ経営陣は、鉱物資産、前渡金及び前払金は回収可能であるとする。

2022年及び2021年12月31日に終了した年度における無形資産の償却は、それぞれ370,657百万ルピア及び217,524百万ルピアであり、営業費用の一部として計上されている（注記44）。

13. 現金及び現金同等物

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
手元の現金	9,151	8,868
銀行預金		
政府関連事業体		
BNI		
ルピア	16,248,331	10,665,609
米ドル	1,640,073	1,303,639
日本円	85,045	126,208
ユーロ	10,523	7,573
リングット	3,218	3,106
マンディリ銀行		
ルピア	14,105,086	10,586,554
米ドル	3,206,199	1,366,973
リングット	88,331	47,329
日本円	61,154	1,276
ユーロ	42,912	32,781
BRI		
ルピア	8,142,866	5,828,760
米ドル	2,233,337	2,157,559
ユーロ	86,939	272,134
日本円	17,891	18,799
バンク・タブンガン・ネガラ（BTN）		
ルピア	750,486	587,275
DKI銀行		
ルピア	445,880	132,968
米ドル	44,624	40,757
日本円	897	942
バンク・シャリーア・インドネシア（BSI）		
ルピア	608,292	176,279
小計	47,822,084	33,356,521
予想信用損失引当金	(15)	(40)
政府関連事業体合計	47,822,069	33,356,481
第三者		
バンク・ブコビン		
日本円	35,171	37,046
ルピア	11,238	29,065
米ドル	7,523	9,497
ダナモン銀行		
ルピア	441,546	252,514

バンクOCBC NISP		
ルピア	298,861	280,943
バンク・セントラル・アジア（BCA）		
ルピア	170,344	101,452
バンク・メイバンク・インドネシア（旧バンク・インター ナショナル・インドネシア）		
ルピア	29,699	1,145
その他（いずれも構成比５％未満）		
米ドル	931,601	1,156,376
ルピア	169,087	153,154
ディナール	52,816	8
ユーロ	7,993	18,134
小計	2,155,879	2,039,334
予想信用損失引当金	(1)	(2)
第三者合計	2,155,878	2,039,332
手元の現金及び銀行預金の合計	49,987,098	35,404,681

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
現金同等物 - 定期預金		
関係当事者		
BNI		
ルピア	173,955	802,670
米ドル	268,244	159,869
BRI		
ルピア	542,600	555,600
米ドル	16,587	751,700
マンディリ銀行		
ルピア	449,500	122,000
米ドル	-	76,767
BSI		
ルピア	55,000	55,000
関係当事者合計	1,505,886	2,523,606
第三者		
バンク・ブコビン		
ルピア	10,000	40,000
その他		
ルピア	112	112
第三者合計	10,112	40,112
定期預金計	1,515,998	2,563,718
合計	51,503,096	37,968,399

定期預金の年利		
ルピア	2.25％ - 5.00％	1.90％ - 4.75％
米ドル	0.25％ - 3.00％	0.20％ - 3.50％

満期

1 ～ 3 か月

1 ～ 3 か月

外貨建ての現金及び現金同等物の内訳は下記のとおりである。

	2022年度		2021年度	
	外貨建て*)	百万ルピア相当額	外貨建て*)	百万ルピア相当額
米ドル	535,414,834	8,348,188	492,195,468	7,023,137
日本円	1,696,886,132	200,158	1,487,378,556	184,271
ユーロ	8,933,117	148,367	20,501,330	330,622
その他	9,258,917	144,365	3,535,211	50,443
合計		8,841,078		7,588,473

*) 全額

関係当事者との取引及び残高の詳細情報については、注記51を参照のこと。

14. 短期投資

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
定期預金		
関係当事者		
BRI		
ルピア	260,000	260,000
米ドル	37,527	-
マンディリ銀行		
ルピア	303	103
米ドル	178,879	-
BNi		
ルピア	5,116	30,229
米ドル	31,462	-
関係当事者合計	513,287	290,332
第三者		
バンク・ブコピン		
ルピア	10,000	-
その他の投資		
ルピア	10,045	7,388
合計	533,332	297,720
定期預金の年利率		
ルピア	2.25% - 5.55%	1.90% - 3.00%
米ドル	0.75% - 3.00%	-
満期		

ルピア	6 ～ 12か月	6 ～ 12か月
米ドル	6 ～ 12か月	-

関係当事者との取引及び残高の詳細情報については、注記51を参照のこと。

15. 売掛債権

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
関係当事者		
政府関連事業体	2,347,650	2,280,440
予想信用損失引当金	(89,250)	(137,554)
小計	2,258,400	2,142,886
第三者		
一般	25,306,846	24,052,028
インドネシア国軍及びインドネシア警察（TNI及びPOLRI）	662,136	698,113
小計	25,968,982	24,750,141
予想信用損失引当金	(3,470,100)	(3,090,641)
小計	22,498,882	21,659,500
合計、純額	24,757,282	23,802,386

売掛金の回収期間分析は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
期限前	23,571,376	21,604,276
期限後		
1 ～ 30日	334,516	1,024,877
31 ～ 60日	275,833	163,810
61 ～ 360日	326,072	585,985
360日超	3,808,835	3,651,633
合計	28,316,632	27,030,581

貸倒引当金の増減は下記の通りである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
期首残高	3,228,195	3,205,012
追加	335,322	24,452
償却	(4,167)	(1,269)
期末残高	3,559,350	3,228,195

当公社及びPLN Batamの売掛債権は、債務不履行の場合に需要家保証金により担保されている（注記34）。

2022年及び2021年12月31日現在、当グループの売掛債権の帳簿価額はすべてルピア建てである。

2022年12月31日現在、28,316,632百万ルピアのいくつかの売掛債権が減損しており、3,559,350百万ルピアを引き当てた。減損した売上債権は、主に3か月間以上支払のない一般需要家に関するものである。

経営陣は、当グループはインドネシア全土の様々な市場セグメント及び地域に分散した幅広い需要家基盤を有しているため、売掛債権の低信用度リスクは高くないと考えている。この評価は、当グループの各年度にまたがり過去における売掛債権の回収率が良好であることから裏付けられている。そのため、経営陣の意見は、予想信用損失引当金は適切であるというものである。

関係当事者との取引及び残高の詳細情報については、注記51を参照のこと。

16. 政府に対する債権

政府に対する債権は、補償債権及び電気料補助金に関する債権、並びにCOVID-19に係る促進給付金の当グループへの支払不足額によるものである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
補償債権	16,793,172	24,594,425
電力補助金に係る債権（注記37）	4,677,328	1,974,633
貨幣の時間的価値の影響	-	(147,748)
	4,677,328	1,826,885
COVID-19に係る促進給付金債権	-	133,581
合計	21,470,500	26,554,891
1年以内債権控除後	18,882,562	8,300,000
固定部分	2,587,938	18,254,891

補償債権

補償債権は、実際の請求料金と当グループが算定した料金との差額に係る未だ受領していない政府からの補償収益の債権である。2017年以降、当グループは常に、政府が決定した固定電気料金を採用している。すなわち、当グループが提案した電気料金の計算はESDM省に承認されなかった。当グループは、承認された固定電気料金又は実際の料金を使用する必要があった。

2022年2月8日付のBPKPから財務大臣宛の2022年書簡第SP-137/D4/04号に基づき、補助金対象外料金グループの2021年の電力収入の潜在的損失に対し、政府からの補償として払戻された金額は、24,594,425百万ルピアであった。当グループは、2022年7月1日に2021年補償金債権の全額を受領した。

2023年1月17日、BPKは2021年の補償金の計算としてLHP2023年第4/S/IX-XX/01号を提出した。LHPに基づき、2021年の補償額は23,918,440百万ルピアとなり、当グループが受領した2021年の補償額の超過額は、675,985百万ルピアとなっている。この超過額は、連結財政状態計算書上、政府への未払金に計上され（注記25）、当年度に受取補償金を控除している。

PMK2022年第159/PMK.02号に基づき、当公社は、経営上の見積もりに従って受取補償金及び債権を計上しており、BPKPによる審査結果に基づき最終的には財務大臣が補償基金制度に基づき決定する。補償基金の方針の最終決定は、BPKのLHPに基づき行われる予定である。BPKの監査結果との間で齟齬がある場合は、監査が行われた年度の損益に影響する。2022年12月31日現在の受取補償金の金額はBPKP及び／又はBPKにより審査される経営陣が一番正確とする見積もりに基づき認識された。

2023年2月17日付のBPKPから財務大臣宛の2023年書簡第PE.12.03/S-196/D4/04号に基づき、補助金対象外料金グループの2022年の電力収入の潜在的損失に対し、政府からの補償として払戻された金額は、64,325,806百万ルピアであった。当グループは、2022年の補償金として47,532,634百万ルピアを受領したため、2022年の受取補償金は16,793,172百万ルピアであった。

COVID-19に係る促進給付金債権

当グループは、2021年のCOVID-19に係る促進給付金全額の支払を当年度中に受領した。

経営陣は2021年及び2022年12月31日付の政府からの債権の金銭的影響の時間的価値は適切であると考えている。

関係当事者との取引及び残高の詳細情報については、注記51を参照のこと。

17. その他の債権

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
従業員	999,945	771,668
その他	1,716,894	1,623,926
合計	2,716,839	2,395,594
1年以内債権控除後	1,368,707	1,249,618
長期部分	1,348,132	1,145,976

従業員に対する債権は、給与控除により毎月支払われる住宅ローンを表す。

その他の者からの債権は、ベンダーからの債権であり、これらは現金での返済又はベンダー請求書からの減額により相殺される。

18. 棚卸資産

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
石炭、燃料及び潤滑油	11,972,336	6,598,383
一般消耗品	3,898,455	2,791,735
スイッチギア及びネットワーク	1,008,205	710,475
計器記録装置、回線遮断機及び制御装置	810,853	519,029
変圧器	106,136	59,044
配線	98,706	55,690
バイオマス	19,741	-
合計	17,914,432	10,734,356
在庫及び陳腐化在庫に係る価値下落引当金	(379,628)	(340,937)
合計、純額	17,534,804	10,393,419

在庫及び陳腐化在庫に係る価値下落引当金における変動は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
期首残高	340,937	114,565
追加	38,691	226,372
期末残高	379,628	340,937

当グループは、ユニット・タンジュン・ジャティBの石炭在庫に係る、火災その他のリスクについて、保険総額3,000,000,000円（全額）又は353,868百万ルピア相当（2021年は3,000,000,000円（全額）又は371,669百万ルピア相当）のPTアスランシ・ミツイ・スミトモ・インドネシアの保険を付保していること

を除いては、棚卸資産の損失を補填する保険を有していない。当グループの経営陣は、棚卸資産は2022年及び2021年12月31日現在、適切に保険が付保されていると考えている。

2022年及び2021年12月31日に終了した年度における棚卸資産の総額は、それぞれ107,920,944百万ルピア及び82,350,492百万ルピアである。

経営陣は、棚卸資産及び陳腐化在庫の価値の下落に伴う損失に備えるための引当金が十分であると考えている。

19. 前払税金

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
付加価値税	1,237,310	2,321,200
法人税の超過納付（CIT）		
CIT		
2022	889,399	-
2021	537,168	537,168
2020	18,554	890,457
2019	210,830	210,830
所得税の超過納付		
第26条	678,532	-
印紙税	45,200	74,935
過少支払の税務査定書の前払（注記47. c）	15,693,765	20,298,544
合計	19,310,758	24,333,134
不確実な法人所得税務処理に係る引当金	(4,434,631)	(4,519,237)
合計、純額	14,876,127	19,813,897
1年以内償権控除後	3,524,488	2,701,520
長期部分	11,351,639	17,112,377

2022年に、PLNIは2023年の納税に関して、国税総局（以下「DJP」という。）から678,532百万ルピアのPPH第26条の超過払いに関する承認通知書を受領した。

法人税費用の情報及び税務査定書については、注記47を参照のこと。

20. 前払費用及び前渡金

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
前払費用		
保険	53,008	66,665
賃料	27,002	28,015
小計	80,010	94,680
前渡金		
プロジェクト	288,412	124,155

物品購入	261,301	120,435
燃料購入	356	168,329
その他	73,479	94,259
小計	623,548	507,178
契約資産	112,460	207,110
合計	816,018	808,968
1年以内償権控除後	646,651	808,968
長期部分	169,367	-

21. 資本金及び利益剰余金

資本金

当会社の株式は、政府が100%保有している。

2022年及び2021年12月31日現在で、当会社の授權資本は、439,000,000株、439,000,000百万ルピアであり、1株当たり百万ルピアとなっている。

2021年8月20日付のS0E大臣2021年書簡第S-603/MBU/08号に基づき、株主総会（以下「株主総会」という。）としてのS0Es大臣の決定により、政府が保有するEMIのシリーズB株式全ての譲渡による118,704株（118,704百万ルピア）の政府の追加出資が承認された。これにより、引受済かつ払込済の資本は135,460,886百万ルピアに増加した（注記5）。

2022年2月14日付のS0E大臣2022年書簡第S-106/MBU/02号に基づき、株主総会としてのS0E大臣の決定により、10,075,210百万ルピアの価額で10,075,210株の政府の追加出資が承認された。これにより、引受済かつ払込済の資本は145,536,096百万ルピアに増加した。政府の出資の承認後、発行手続きにおける政府からの株式引受（注記22.b）は引受済かつ払込済の資本に再分類されている。

利益剰余金

利益剰余金の内訳は下記のとおりである。

1. 処分済利益剰余金

インドネシアの会社法では、当会社の引受済かつ払込済の資本から20%以上の法定準備金を積み立てることが要求される。

2. 未処分利益剰余金

2022年12月31日及び2021年12月31日現在の未処分利益剰余金の残高は、それぞれ99,438,371百万ルピア及び84,962,218百万ルピアである。

配当金

2021年の株主総会決議による2022年6月27日付2022年第0223.K/DIR号に基づき、株主は、2021年の純利益から750,000百万ルピアの配当金を支払うことに同意した。2021年度のこの配当金は2022年7月27日に支払済みである。

2020年の株主総会決議による2021年6月28日付2021年第0253.K/DIR号に基づき、株主は、2020年の純利益の配当金として、400,000百万ルピアを支払うことに同意した。2020年の配当金は、2021年7月26日に支払済みである。

22. 払込剰余金及び発行手続における政府による株式引受

a. 払込剰余金

2022年12月31日現在の払込剰余金は、共通の支配下にある事業体の組織再編行為と、下記の内容で当公社が租税特赦制度に参加した結果として計上された資産の価値の差で構成される。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
政府の参加（参加状況は確定していない）：		
プロジェクト援助	-	1,241,253
プロジェクト資金一覧（LPF）	-	3,904,394
政府の参加（参加状況は確定していない）に係る貸倒償却	-	(70,437)
発行手続における政府による株式引受	-	(5,075,210)
小計	-	-
共通の支配下にある法人の組織再編行為による価値の差	(106,753)	(106,753)
租税特赦資産	141,361	141,361
合計	34,608	34,608

プロジェクト援助とは、政府を通じて当公社が受領した電力プロジェクトに対する海外からの援助を指す。

LPFは、政府からESDM省を通じて受領した電力プロジェクトを表している。

インドネシア政府から寄付された資産総額は、追加資産として計上される。

共通支配下にある事業体間の組織再編成行為に係る価値の差は、当公社がEMIを118,704百万ルピアで取得したことによるものであり、その結果、差は106,753百万ルピアとなった（注記5）。当公社は、この取引をSFAS第38号（2012年改訂）「共通支配下の企業の事業結合」で要求される持分プーリング法を用いて計上した。

b. 発行手続における政府による株式引受

2021年8月10日付の2021年政府規則第83号に基づき、発行手続における政府による現金での株式引受の追加額は、5,000,000百万ルピアである。

2021年10月6日付の2021年政府規則第103号に基づき、発行手続きにおける政府による株式引受の追加額は、802,014百万ルピアであった。

2021年12月29日付の2021年政府規則第122号に基づき、発行手続きにおける政府による株式引受の追加額は4,273,196百万ルピアであった。

2022年に、10,075,210百万ルピアの発行手続きにおける政府による株式引受は株式資本に再分類された（注記21）。

2022年8月31日付の2022年政府規則第27号に基づき、発行手続における政府による現金での株式引受の追加額は、5,000,000百万ルピアであった。

23. 繰延収益

この勘定は、長期にわたり当グループにより認識されている、需要家から受け取る接続料を示している。繰延収益の詳細は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
期首残高	14,011,962	7,262,197
当期増加額	8,049,010	7,243,202
当期収益として認識	(857,468)	(493,437)
期末残高	21,203,504	14,011,962
1年以内償権控除後	1,143,357	740,906

長期部分

20,060,147

13,271,056

接続料は、接続が実施される日を開始日として、推定される需要家の消費パターンに基づき償却される。

24. ツー・ステップ・ローン

この勘定は、政府の海外の担保不要融資であり、プロジェクトの資金調達のために当公社に移転されたものを示している。ツー・ステップ・ローンの詳細は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア	期間*) 年度
国際復興開発銀行 (IBRD)			
<u>米ドル</u>			
IBRD-7940 IND-1238	2,377,127	2,304,997	2011-2034
IBRD-8280 ID-1256	1,462,789	1,423,012	2014-2034
IBRD-8057 IND-1244	498,787	478,690	2012-2035
IBRD-7905 IND-1235	244,023	236,619	2010-2034
IBRD-4712及び7758 IND-1165	-	139,484	2004-2023
アジア開発銀行 (ADB)			
<u>米ドル</u>			
ADB-1982 INO-1170	1,131,614	1,188,897	2004-2027
ADB-1983 INO-1171	768,615	807,523	2004-2027
ADB-3015 INO-1255	569,475	558,106	2014-2033
ADB-2619 INO-1236	503,237	478,480	2010-2035
ADB-3083 INO-1257	217,872	212,699	2014-2033
ADB-8276 INO-1258	24,120	23,548	2014-2033
ドイツ復興金融公庫(KfW)			
<u>ユーロ</u>			
KfW F 26180-1262	163,421	183,092	2019-2029
国際協力銀行 (旧日本輸出入銀行)			
<u>日本円</u>			
JICA IP 515-1177	3,745,025	4,275,455	2004-2034
JICA IP 512-1163	3,427,373	3,927,041	2004-2033
JICA IP 532-1214	2,766,481	1,936,955	2006-2048
JICA IP 538-1221	2,455,428	2,684,212	2009-2047
JICA IP 525-1197	1,398,239	1,533,847	2005-2045
JICA IP 513-1164	1,046,024	1,198,521	2004-2033
JICA IP 527-1211	862,805	964,674	2007-2037
JICA IP 539-1222	838,234	941,120	2009-2037
JICA IP 560-1253	432,090	453,827	2013-2053
JICA IP 517-1178	401,969	441,827	2004-2044
JICA IP 555-1231	106,587	124,412	2013-2039
JICA IP 561-1252	85,154	89,438	2013-2053
JICA IP 526-1198	58,945	64,662	2005-2045

JICA IP 516-1196	46,425	51,028	2004-2044
JICA IP 572-1265	40,974	38,397	2016-2055
JICA IP 537-1220	5,682	6,379	2009-2037
JBIC IP-1243	-	23,935	2012-2022
JBIC-1250	-	8,745	2013-2025

Banque Paribas

英ポンド

Banque Paribas-1063	-	19,433	1998-2022
---------------------	---	--------	-----------

ベルギー王国

ユーロ

ベルギー王国-1185	20,637	21,860	2005-2033
-------------	--------	--------	-----------

Export Fiance Australia

豪ドル

Efic Australia-1071	-	7,461	1997-2022
---------------------	---	-------	-----------

China Exim Bank

米ドル

China Exim Bank-1261	3,697,100	3,834,515	2015-2029
China Exim Bank-1260	2,513,589	2,628,924	2015-2029
China Exim Bank-1248	872,938	944,118	2013-2027

Agence Francaise de Developpement (AFD)

米ドル

AFD CID 1024 01B-1254	309,344	334,567	2013-2028
AFD CID 1039 01H-1259	81,307	87,938	2014-2026
AFD CID 1019 01F-1237	51,626	66,142	2010-2035

合計	33,225,056	34,744,580	
未償却取引費用	(40,342)	(45,375)	
合計、純額	33,184,714	34,699,205	

1 年以内返済部分の控除

IBRD

米ドル

IBRD-7940 IND-1238	148,417	129,572	2011-2034
IBRD-8280 ID-1256	96,928	84,343	2014-2034
IBRD-8057 IND-1244	28,039	24,311	2012-2035
IBRD-7905 IND-1235	15,235	13,301	2010-2034
IBRD-4712及び7758 IND-1165	-	139,484	2004-2023

ADB

米ドル

ADB-1982 INO-1170	184,620	153,302	2004-2027
ADB-1983 INO-1171	125,398	104,126	2004-2027
ADB-3015 INO-1255	42,423	36,952	2014-2033
ADB-2619 INO-1236	21,615	17,942	2010-2035
ADB-3083 INO-1257	15,286	13,315	2014-2033
ADB-8276 INO-1258	1,692	1,474	2014-2033

KfW

ユーロ

KfW F 26180-1262	25,142	24,412	2019-2029
------------------	--------	--------	-----------

国際協力銀行

(旧日本輸出入銀行)

日本円

JICA IP 515-1177	325,654	342,036	2004-2034
JICA IP 512-1163	311,579	327,253	2004-2033
JICA IP 532-1214	133,336	165	2006-2048
JICA IP 538-1221	100,222	105,263	2009-2047
JICA IP 513-1164	95,093	99,877	2004-2033
JICA IP 525-1197	62,144	65,270	2005-2045
JICA IP 539-1222	57,809	60,717	2009-2037
JICA IP 527-1211	55,665	58,465	2007-2037
JICA IP 560-1253	19,747	-	2013-2053
JICA IP 517-1178	18,696	19,637	2004-2044
JICA IP 561-1252	6,682	-	2013-2053
JICA IP 526-1198	2,620	2,752	2005-2045
JICA IP 516-1196	2,159	2,268	2004-2044
JICA IP 555-1231	1,372	23,485	2013-2039
JICA IP 537-1220	392	412	2009-2037
JBIC IP-1243	-	23,935	2012-2022
JBIC-1250	-	8,745	2013-2025

Banque Paribas

英ポンド

Banque Paribas-1063	-	19,433	1998-2022
---------------------	---	--------	-----------

ベルギー王国

ユーロ

ベルギー王国-1185	1,876	1,822	2005-2033
-------------	-------	-------	-----------

Export Finance Australia

豪ドル

Efic Australia-1071	-	7,461	1997-2022
---------------------	---	-------	-----------

China Exim Bank

米ドル

China Exim Bank-1261	492,947	451,119	2015-2029
China Exim Bank-1260	359,084	328,615	2015-2029
China Exim Bank-1248	158,716	145,249	2013-2027

AFD

米ドル

AFD CID 1024 01B-1254	56,244	51,472	2013-2028
AFD CID 1019 01F-1237	20,649	18,898	2010-2035
AFD CID 1039 01H-1259	14,783	13,529	2014-2026

1年以内返済部分**3,002,264****2,920,412****長期部分****30,182,450****31,778,793**

*) 支払猶予期間含む。

	2022年度 年利率	2021年度 年利率
米ドル	0.81% - 6.36%	0.81% - 5.39%
日本円	0.012% - 3.31%	0.01% - 3.36%
ユーロ	0.35% - 2.35%	0.35% - 2.35%
豪ドル	3.85%	3.85%
英ポンド	3.69%	3.84%

報告日現在、当社は、ツー・ステップ・ローンの元本及び利息を、返済スケジュール通りにツー・ステップ・ローンの契約で定めるとおりに支払っている。

外貨建てツー・ステップ・ローン残高の内訳は下記のとおりである。

	2022年度		2021年度	
	外貨建て*)	百万ルピア相当額	外貨建て*)	百万ルピア相当額
米ドル	982,783,614	15,323,563	1,103,669,420	15,748,259
日本円	150,203,772,818	17,717,435	151,461,016,318	18,764,475
ユーロ	11,082,057	184,058	12,708,786	204,952
その他 **)	-	-	1,884,757	26,894
合計		33,225,056		34,744,580

*) 全額

**) 他の外貨建てのツー・ステップ・ローンについては、報告日現在の為替レートを用いて米ドル相当額を表示している。

25. 政府及びノンバンク政府系金融機関借入金

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
SMI	2,952,823	3,677,754
超過補償受領分（注記16）	675,985	1,202,263
PT Perusahaan Pengelola Aset (Persero)	-	8,423
合計	3,628,808	4,888,440
1年以内償権控除後	1,425,985	1,960,686
長期部分	2,202,823	2,927,754
年利率		
ルピア	5.25%	5.25% - 10.5%

SMI

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
元金	3,000,000	3,750,000
未償却取引費用	(4,444)	(6,825)
公正価値差額	(42,733)	(65,421)
合計	2,952,823	3,677,754

2011年12月13日、当公社はインドネシア共和国財務省の政府投資センター（以下「PIP」という。）から7,500,000百万ルピアのソフトローンファシリティを、年利率5.25%、期間15年間にて、取得した。

このローンは、変圧機の調達及び交換、送配電設備の設置、その他の設備投資に充てられた。

2015年12月23日、PIP及びSMIは、当公社の投資契約における権利及び責任を含め、PIPの現在及び将来の全ての権利及び義務をSMIに譲渡する更改契約に署名した。

このローンに関して、当公社は、同契約の誓約事項を遵守している。

このノンバンク政府系金融機関借入金の残高は以下のスケジュールに従い返済される。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
支払予定：		
1年以内	750,000	750,000
2年目	750,000	750,000
3年目	750,000	750,000
4年目	750,000	750,000
5年目及び6年目	-	750,000
合計	3,000,000	3,750,000

報告日現在、当公社は、政府借入金の元本及び利息を、返済スケジュール通りに政府借入金契約書に定める条件どおりに支払っている。

超過補償金

2022年4月7日に、BPKは2020年の補償金の計算に関しLHP2022年第26/S/IX-XX.1/4号を提出した。そのLHPに基づき、2020年の補償金の金額は16,702,245百万ルピアであり、当グループが受領した2020年の補償金の超過額は1,202,263百万ルピアであった。超過補償金は2022年6月29日に当グループにより全額返金された。

2023年1月17日付LHP2023年第04/S/IX-XX/01号に示されているとおり、2021年の電力補償金に関するBPKの監査結果によると、当公社は、超過補償金675,985百万ルピアを受領している。

関係当事者間の取引及び残高の詳細情報については、注記51を参照のこと。

26. リース負債

この勘定は、FLA4×660MWタンジュン・ジャティBユニットA、B、C、Dの取得に関する金融リース契約及び複数の場所におけるガス圧縮機のリースに係るいくつかのリース契約に関連するPT Central Java Power（以下「CJP」という。）に対する当公社の負債から構成される。

2022年及び2021年12月31日現在における当該リース負債の最低支払リース料の現在価値は下記のとおりである。

期限別

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
最低支払リース料：		
1年以内	5,230,840	5,849,483
1年超3年以内	3,680,822	6,833,463

3 年超 5 年以内	2,166,817	2,413,091
5 年超	6,904,222	5,268,722
合計	17,982,701	20,364,759
利息控除後	5,120,386	5,322,816
将来のリース料の最低支払額の現在価値	12,862,315	15,041,943
1 年以内償権控除後	4,448,363	4,570,040
長期部分	8,413,952	10,471,903

2022年及び2021年12月31日現在の全てのリースのキャッシュ・アウトフローの合計は、それぞれ8,775,560百万ルピア及び11,286,021百万ルピアであった。

貸付人別

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
関係当事者		
PT Pelabuhan Indonesia (Persero)	754,167	1,116,388
Dana Pensiun PLN	399,553	525,431
PT Djakarta Llyod	103,652	-
小計	1,257,372	1,641,819
第三者		
CJP	4,600,827	7,789,447
PT Sulawesi Regas Satu	1,713,985	148,862
PT Gas Benoa Terminal	696,291	1,061,829
PT Lumoso	681,698	473,844
PT Perta Daya Gas	640,825	793,539
PT Batam Trans Gasindo	593,303	614,531
PT Indah Bima Prima	441,017	476,454
PT Sumber Petrindo Perkasa	336,400	421,214
PT Bahtera Samudera Gemilang Line	103,467	-
その他	1,797,130	1,620,404
小計	11,604,943	13,400,124
合計	12,862,315	15,041,943
1 年以内満期到来部分除く	4,448,363	4,570,040
長期部分	8,413,952	10,471,903
年利率：		
ルピア	4.55% - 27.67%	4.76% - 16.84%
米ドル	13.19%	13.19%
日本円	7.57% - 18.10%	7.57% - 18.10%

外貨建てのリース負債の内訳は下記のとおりである。

	2022年度		2021年度	
	外貨建て*)	百万ルピア相当額	外貨建て*)	百万ルピア相当額
日本円	39,004,601,063	4,600,827	62,874,000,998	7,789,447
米ドル	38,051,779	593,303	43,067,554	614,531
合計		5,194,130		8,403,978

*) 全額

2022年及び2021年12月31日に終了した年度のリース負債に係る支払利息及び金融費用は、それぞれ3,806,719百万ルピア及び4,645,416百万ルピアであった（注記45）。

27. 銀行借入金

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
電源開発促進プログラムに関する融資		
政府関係当事者		
エージェント：BNI		
シンジケート団		
政府関連事業体		
- BNI	262,496	349,995
- BRI	262,496	349,995
- マンディリ銀行	262,496	349,995
- Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia (LPEI)	262,496	349,994
小計	1,049,984	1,399,979

エージェント：DKI銀行

シンジケート団

政府関連事業体

- DKI銀行	451,786	616,071
- SMI	157,143	214,286
- Bank Jateng	78,571	107,143
- BPD Aceh	39,286	53,571
- Bank Kalteng	39,286	53,571
- Bank Riau	39,286	53,571

- Bank Kalbar	39,286	53,571
- BPD Bali	29,463	40,179
小計	874,107	1,191,963

第三者

中国輸出入銀行（CEXIM）	742,721	5,404,541
エージェント：中国工商銀行（ICBC）		
シンジケート団		
第三者	1,775,413	2,437,151
エージェント：中国銀行（BOC）		
シンジケート団：		
第三者	-	308,312
小計	2,518,134	8,150,004

電源開発促進プログラムに関する融資合計

4,442,225	10,741,946
-----------	------------

電源開発促進プログラムに関係しない融資

政府関係当事者

エージェント：BNI
シンジケート団

政府関係当事者		
- BNI	1,699,680	1,699,680
- BRI	618,273	618,273
- マンディリ銀行	1,390,772	1,390,772
小計	3,708,725	3,708,725

エージェント：BRI

シンジケート団：

政府関係当事者

- BRI	7,874,173	9,849,899
- BRI Argo	20,000	60,000
- BNI	1,544,349	1,980,312
- マンディリ銀行	5,330,064	6,266,027
- LPEI	321,429	607,143
- SMI	955,357	1,250,000
- BPD Papua	401,786	450,000
第三者	3,603,278	4,466,027

小計	20,050,436	24,929,408
----	------------	------------

エージェント：マンディリ銀行

シンジケート団：

政府関係当事者

- マンディリ銀行	5,126,089	3,005,648
- BNI銀行	1,172,462	-
- BRI	571,429	1,170,431
- BTN	2,179,297	-
- SMI	1,142,858	1,656,645
- BPD Papua	-	68,422
- Bank BJB	-	22,807
- LPEI	285,715	357,143

第三者

小計	15,657,149	10,829,352
----	------------	------------

エージェント：BSI

シンジケート団：

政府関係当事者

- BSI	2,090,316	1,090,316
第三者	378,302	178,302

小計	2,468,618	1,268,618
----	-----------	-----------

BTN	1,285,714	1,500,000
-----	-----------	-----------

LPEI	-	2,000,000
------	---	-----------

第三者

エージェント：CIMBニアガ銀行

シンジケート団：

政府関係当事者

- SMI	669,643	750,000
- BSI	133,929	150,000
第三者	4,321,428	4,600,000

小計	5,125,000	5,500,000
----	-----------	-----------

エージェント：バンク・メイバンク・インドネシア

シンジケート団：

政府関係当事者

- BSI	-	1,285,714
-------	---	-----------

- SMI	-	857,143
第三者	-	1,542,857
小計	-	3,685,714
バンクHSBCインドネシア	1,412,203	1,546,722
ADB	23,230,636	19,837,591
Asian Infrastructure Investment Bank (AIIB)	1,509,825	884,678
エージェント：クレディ・アグリコル・CIB・パリ シンジケート団：		
第三者	2,655,565	2,413,038
エージェント：バンクDBSインドネシア シンジケート団：		
第三者	26,818,240	27,111,100
エージェント：チェコ共和国輸出保証・保険公社（EGAP） シンジケート団：		
第三者	176,844	182,069
エージェント：イタリア外国貿易保険株式会社（SACE） シンジケート団：		
第三者	405,182	442,606
エージェント：韓国輸出入銀行（KEXIM） シンジケート団：		
第三者	738,021	759,824
国際復興開発銀行（IBRD）	7,248,428	6,971,552
イスラム開発銀行（IDB）	3,167,662	2,744,415
エージェント：国際協力銀行（JBIC） シンジケート団：		
第三者	8,315,112	9,571,639
エージェント：三菱UFJ銀行（MUFG銀行） シンジケート団：		

第三者	4,828,068	5,515,263
エージェント：カナダ輸出開発公社（EDC）		
シンジケート団：		
第三者	3,800,550	4,013,156
エージェント：三井住友銀行（SMBC）		
シンジケート団：		
政府関連事業体		
- LPEI	148,833	
第三者	7,422,638	14,224,235
エージェント：フランス開発庁（AFD）	1,047,724	659,177
エージェント：ポーランド開発銀行（BGK）	863,872	869,701
エージェント：BNPパリバ銀行		
シンジケート団：		
第三者	1,193,184	1,287,301
エージェント：スタンダードチャータード銀行（SCB）		
シンジケート団：		
第三者	1,076,737	1,254,602
KfW	3,565,914	1,556,508
みずほ銀行	801,926	898,457
小計	100,427,164	156,165,451
電源開発促進プログラムに関係しない融資合計	148,722,806	156,165,451
合計	153,165,031	166,907,397
未償却取引費用	(754,913)	(1,020,988)
合計、純額	152,410,118	165,886,409

1年以内返済の債務控除後

電源開発促進プログラムに関する融資

政府関係当事者

エージェント：BNI

シンジケート団

政府関係当事者

- BNI	87,499	87,499
- BRI	87,499	87,499
- マンディリ銀行	87,499	87,499
- LPEI	87,498	87,498

小計	349,995	349,995
----	---------	---------

エージェント：DKI銀行

シンジケート団

政府関係当事者

- DKI銀行	164,286	164,286
- SMI	57,142	57,142
- Bank Jateng	28,571	28,571
- BPD Aceh	14,286	14,286
- Bank Kalteng	14,286	14,286
- Bank Riau	14,286	14,286
- Bank Kalbar	14,286	14,286
- BPD Bali	10,714	10,714

小計	317,857	317,857
----	---------	---------

第三者

CEXIM	742,721	1,857,354
-------	---------	-----------

エージェント：ICBC

シンジケート団

第三者

887,707	812,384
---------	---------

エージェント：BOC

シンジケート団：

第三者

-	308,311
---	---------

電源開発促進プログラムに関する融資合計	2,298,280	3,645,901
----------------------------	------------------	------------------

電源開発促進プログラムに関係しない融資

政府関係当事者

エージェント：BNI

シンジケート団：		
政府関係当事者		
- BNI	125,275	-
- BRI	45,570	-
- マンディリ銀行	102,507	-
小計	273,352	-

エージェント：BNI		
シンジケート団：		
政府関係当事者		
- BRI	1,977,527	1,975,726
- BRI Argo	20,000	40,000
- BNI	435,963	435,963
- マンディリ銀行	1,078,820	935,963
- LPEI	178,571	285,714
- SMI	250,000	294,643
- BDP Papua	64,286	48,214
第三者	778,821	862,749
小計	4,783,988	4,878,972

エージェント：マンディリ銀行		
シンジケート団：		
政府関係当事者		
- マンディリ銀行	464,285	526,487
- BRI	142,857	184,325
- SMI	285,714	306,448
- BDP Papua	-	6,220
- Bank BJB	-	2,073
- LPEI	71,429	71,429
第三者	749,999	822,568
小計	1,714,284	1,919,550

エージェント：BSI		
シンジケート団：		
政府関係当事者		
- BSI	145,375	-
第三者	23,774	-
小計	169,149	-

BTN	214,286	214,286
-----	---------	---------

LPEI	-	2,000,000
------	---	-----------

第三者

エージェント：CIMBニアガ銀行

シンジケート団：

政府関係当事者

- BSI	21,429	16,071
-------	--------	--------

- SMI	107,143	80,357
-------	---------	--------

第三者	371,428	278,571
-----	---------	---------

小計	500,000	374,999
----	---------	---------

エージェント：バンク・メイバンク・インドネシア

シンジケート団：

政府関係当事者

- BSI	-	214,286
-------	---	---------

- SMI	-	142,857
-------	---	---------

第三者	-	257,143
-----	---	---------

小計	-	614,286
----	---	---------

バンクHSBCインドネシア	277,929	254,347
---------------	---------	---------

ADB	1,167,420	838,120
-----	-----------	---------

エージェント：クレディ・アグリコル・CIB・パリ

シンジケート団：

第三者	363,813	332,943
-----	---------	---------

エージェント：バンクDBSインドネシア

シンジケート団：

第三者	6,670,257	2,568,420
-----	-----------	-----------

エージェント：EGAP

シンジケート団：

第三者	22,106	20,230
-----	--------	--------

エージェント：SACE

シンジケート団：

第三者	50,648	49,178
-----	--------	--------

エージェント： KEXIM		
シンジケート団：		
第三者	92,253	84,425
IBRD	374,193	325,320
JBIC		
シンジケート団：		
第三者	1,123,604	1,249,391
MUFG銀行		
シンジケート団：		
第三者	1,714,030	570,760
エージェント： EDC		
シンジケート団：		
第三者	584,700	535,088
エージェント： SMBC		
シンジケート団：		
政府関係当事者		
- LPEI	148,833	-
第三者	6,480,004	5,484,197
AFD	76,262	77,240
BGK	111,854	108,609
エージェント： BNPパリバ銀行		
シンジケート団：		
第三者	132,576	128,730
エージェント： SCB		
シンジケート団：		
第三者	215,347	209,100
KfW	290,334	237,511
みずほ銀行	123,373	119,794

小計	20,019,536	13,193,403
電源開発促進プログラムに関係しない融資合計	27,674,595	23,195,496
1年以内返済の債務控除後	29,972,875	26,841,397
長期部分	122,437,243	139,045,012

年利率	2022年度	2021年度
ルピア	3.30% - 8.06%	3.44% - 6.50%
米ドル	0.66% - 7.50%	0.66% - 4.41%
日本円	0.60% - 1.74%	0.60% - 1.74%
ユーロ	0.28% - 4.27%	0.00% - 2.10%

2022年及び2021年12月31日現在の外貨建て銀行借入金の内訳は下記のとおりである。

	2022年度		2021年度	
	外貨建て*)	百万ルピア相当額	外貨建て*)	百万ルピア相当額
米ドル	4,976,089,965	77,587,195	6,020,925,730	85,912,589
ユーロ	963,714,411	16,005,947	889,320,094	14,341,887
日本円	79,285,135,954	9,352,157	85,876,011,874	10,639,162
合計		102,945,299		110,893,638

*) 全額

電源開発促進プログラムに関する融資

当社は、電源開発促進プログラムのために、EPC契約の価値の85%につき融資を受けるために、複数の銀行から融資枠を取得した。これらの融資は、石炭火力発電所建設に係る政府保証の付与に関する2006年大統領規則第86号に代わる2007年大統領規則第91号に従い、政府により全額保証されている。これらの融資に関連して、当社は、借入契約に記載されている一般的な規則により制限されている。

2022年及び2021年12月31日現在の融資枠の詳細は下記のとおりである。

番号	融資を受けた債権者及び 借入金の種類	通貨	最大 融資 枠*)	残高*)		返済*)		貸付期間
				2022年度 百万	2021年度 百万	2022年度 百万	2021年度 百万	
1	中国銀行が取りまとめたシン ジケート・ローン/PLTU 1 Indramayu, West Java	米ドル	592	-	-	-	27	2008年5月27日 - 2021年5月27日
2	中国輸出入銀行/ PLTU 2 Paiton, East Java	米ドル	331	24	48	24	24	2008年1月30日 - 2023年7月21日
3	中国輸出入銀行/PLTU 1 Suralaya, Banten	米ドル	284	24	47	24	24	2008年1月30日 - 2023年7月21日
4	BRI/PLTU 3 Teluk Naga, Banten	ルピア	1,606,612	-	-	-	168,276	2008年7月29日 - 2021年7月29日
5	BRI/PLTU 1 Pacitan, East Java	ルピア	1,045,924	-	-	-	130,741	2008年7月29日 - 2021年7月29日

6	中国輸出入銀行/ <i>PLTU Pelabuhan Ratu</i>	米ドル	482	-	163	163	47	2009年 5 月 4 日	-
								2025年 1 月21日	
7	中国輸出入銀行/ <i>PLTU NAD</i>	米ドル	124	-	32	32	11	2009年 5 月 4 日	-
								2024年 7 月21日	
8	中国銀行/ <i>PLTU Teluk Naga</i>	米ドル	455	-	22	22	43	2009年 5 月 4 日	-
								2022年 5 月 4 日	
9	中国輸出入銀行/ <i>PLTU Pacitan</i>	米ドル	293	-	88	88	25	2009年 7 月17日	-
								2025年 1 月21日	
10	中国開発銀行/ <i>PLTU Adipala, Cilacap</i>	米ドル	625	114	171	57	57	2009年10月14日	-
								2024年11月 2 日	
11	中国開発銀行/ <i>PLTU Sumbar</i>	米ドル	138	-	-	-	31	2009年10月14日	-
								2023年 6 月21日	
12	中国銀行/ <i>PLTU Tanjung Awar - awar</i>	米ドル	372	-	-	-	71	2009年12月14日	-
								2022年12月14日	
13	DKI銀行が取りまとめたシンジケート・ローン/ <i>PLTU Riau Tenayan</i>	ルピア	2,225,000	874,107	1,191,964	317,857	317,857	2015年11月12日	-
								2025年11月12日	
14	BNIが取りまとめたシンジケート・ローン/ <i>PLTU East Kalimantan</i>	ルピア	2,449,963	1,049,984	1,399,978	349,995	349,995	2015年12月17日	-
								2025年12月16日	

*) 原通貨の単位：百万

年利率	2022年度	2021年度
ルピア	4.95％ - 7.88％	4.95％ - 5.25％
米ドル	1.29％ - 4.14％	0.99％ - 2.95％

電源開発促進プログラムに関係しない融資

番号	融資を受けた債権者及び借入金の種類	通貨	最大融資枠*)	残高*)		返済*)		貸付期間
				2022年度	2021年度	2022年度	2021年度	
1	マンディリ銀行							
	- 企業向け貸付2016	ルピア	12,000,000	6,857,148	8,571,432	1,714,284	1,714,284	2016年12月19日 - 2026年11月23日
	- 企業向け貸付2018	ルピア	9,900,000	-	2,257,920	2,257,920	205,265	2018年 8 月21日 - 2023年 8 月21日
	- 非現金ローン・ファシリティ	ルピア	2,000,000	-	-	-	984,540	2020年 9 月 4 日 - 2021年 7 月22日
	- 企業向け貸付2020	ルピア	8,800,000	8,800,000	-	-	-	2020年12月 4 日 - 2030年 9 月23日
	- バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ2022	ルピア	1,000,000	-	-	1,000,000	-	2022年 8 月23日 - 2023年 6 月21日
	小計			15,657,148	10,829,352	4,972,204	2,904,089	
2	BRI							
	- 企業向け貸付2019	ルピア	13,250,000	11,830,357	13,250,000	1,419,643	-	2019年 4 月23日 - 2029年 4 月23日

-	企業向け貸付2015	ルピア	12,000,000	5,142,857	6,857,143	1,714,286	1,714,286	2015年12月17日	-
								2025年12月17日	
-	企業向け貸付2016	ルピア	4,402,500	568,198	1,704,595	1,136,397	1,136,397	2016年 5 月23日	-
								2023年 5 月23日	
-	シンジケート・ローン 2018	ルピア	4,506,787	1,937,594	2,260,526	322,932	-	2018年11月14日	-
								2028年11月14日	
-	企業向け貸付2014	ルピア	2,000,000	571,429	857,143	285,714	285,714	2014年12月17日	-
								2024年12月17日	
-	運転資金ローン2011	ルピア	25,000,000	-	-	500,000	-	2022年 6 月21日	-
								2023年 6 月21日	
	小計			20,050,435	24,929,407	5,378,972	3,136,397		
3	BNI								
-	企業向け貸付2019	ルピア	5,071,000	3,708,725	3,708,725	-	-	2019年12月18日	-
								2029年12月18日	
4	BSI								
-	バイラテラル運転資金 ローン・ファシリティ2019	ルピア	2,846,000	1,268,618	1,268,618	-	-	2019年12月18日	-
								2029年12月18日	
-	企業向け貸付2020	ルピア	1,200,000	1,200,000	-	-	-	2020年12月 4 日	-
								2030年 9 月23日	
	小計			2,468,618	1,268,618	-	-		
5	BTN								
-	バイラテラル運転資金 ローン・ファシリティ2019	ルピア	1,500,000	1,285,714	1,500,000	214,286	-	2019年 4 月24日	-
								2029年 4 月24日	
6	BCA								
-	企業向け貸付2017	ルピア	12,000,000	-	-	-	12,000,000	2017年11月 2 日	-
								2027年11月 2 日	
-	企業向け貸付2013	ルピア	7,000,000	-	-	-	3,000,000	2013年12月23日	-
								2023年12月23日	
-	バイラテラル運転資金 ローン・ファシリティ2019	ルピア	2,000,000	-	-	2,000,000	-	2021年 9 月 6 日	-
								2022年12月 6 日	
	小計			-	-	2,000,000	15,000,000		
7	バンク・ダナモン・ インドネシア								
-	バイラテラル運転資金 ローン・ファシリティ2019	ルピア	2,000,000	-	-	1,000,000	-	2021年12月12日	-
								2022年12月12日	
8	バンク・メイバンク・インド ネシア								
-	企業向け貸付2017	ルピア	4,300,000	-	3,685,714	3,685,714	614,286	2017年11月 2 日	-
								2027年11月 2 日	
-	バイラテラル運転資金 ローン・ファシリティ2022	ルピア	1,000,000	-	-	1,000,000	-	2022年 3 月14日	-
								2023年 3 月14日	
	小計			-	3,685,714	4,685,714	614,286		
9	CIMBニアガ銀行								

	- 企業向け貸付2019	ルピア	3,500,000	3,125,000	3,500,000	375,000	-	2019年4月23日	-
								2029年4月23日	
	- 企業向け貸付2021	ルピア	1,000,000	1,000,000	1,000,000	-	-	2020年12月4日	-
								2026年12月23日	
	- 企業向け貸付2021（シャ リーア）	ルピア	1,000,000	1,000,000	1,000,000	-	-	2020年12月4日	-
								2026年12月23日	
	小計			5,125,000	5,500,000	375,000	-		
10	バンクHSBCインドネシア								
	- バイラテラル運転資金 ローン・ファシリティ2018	ルピア	1,400,000	-	-	1,400,000	1,400,000	2021年4月22日	-
								2023年6月30日	
	- タンバク・ロロクのため のクレジット・ファシリティ 2018	米ドル	214	91	108	18	18	2018年2月19日	-
								2032年8月19日	
	小計			91	108	1,400,018	1,400,018		
11	バンクDBSインドネシア								
	- タームローン・ファシリ ティ2019	米ドル	1,000	720	900	180	-	2019年6月25日	-
								2024年6月25日	
	- MIGAタームローン・ファ シリティ2020	米ドル	500	500	500	-	-	2020年12月23日	-
								2025年12月23日	
	タームローン・ファシリティ 2021	米ドル	500	500	500	-	-	2021年12月22日	-
								2026年12月22日	
	小計			1,720	1,900	180	-		
12	三菱UFJ銀行								
	タームローン・ファシリティ 2020	日本円	33,000	33,000	33,000	-	-	2020年3月5日	-
								2025年3月5日	
	- 企業向け貸付2018	米ドル	100	60	100	40	-	2018年12月13日	-
								2023年12月13日	
	- バイラテラル運転資金 ローン・ファシリティ2022	ルピア	1,000,000	-	-	3,000,000	-		
	小計			33,060	33,100	3,000,040	-		
13	SCB								
	アルン・ファシリティ2013	ユーロ	90	35	42	7	7	2013年12月11日	-
								2027年9月30日	
	バンカナイ・ファシリティ 2013	ユーロ	71	30	35	6	6	2013年12月23日	-
								2027年9月30日	
	小計			65	77	13	13		
14	AFD								
	- 企業向け貸付2015	ユーロ	71	63	41	-	2	2015年5月7日	-
								2030年5月7日	
15	KfW								
	- Bangkanai Peakerのため のクレジット・ファシリティ	ユーロ	83	47	52	8	8	2017年9月15日	-
								2028年12月15日	

	Ulumbu及びMataloko地熱エネルギー・プログラムのためのクレジット・ファシリティ	ユーロ	150	1.2	1.2	-	-	2018年10月11日	-
	2018							2033年11月15日	
	- Kumbih 03のためのクレジット・ファシリティ	ユーロ	85	0.3	0.6	1	-	2017年12月15日	-
	2017							2032年12月30日	
	- 水力発電プログラムのためのクレジット・ファシリティ	ユーロ	295	1.6	0.9	-	-	2019年 9 月 5 日	-
	2019							2033年11月15日	
	- Kamojang PPのためのクレジット・ファシリティ	ユーロ	60	-	-	-	0.4	2015年 5 月 8 日	-
	2015							2030年 6 月30日	
	- 1,000島への電力供給のための再生可能エネルギー・プログラム（東ヌサ・トゥンガラ州）のためのクレジット・ファシリティ	ユーロ	65	0.4	-	-	1	2015年 5 月 8 日	-
								2030年 6 月30日	
	- RBL SNTのためのクレジット・ファシリティ	ユーロ	45	35	42	6	3	2016年 5 月23日	-
								2028年 6 月30日	
	- RBL SNTのためのクレジット・ファシリティ（KfW		255	129	-	-	-	2020年12月8日	-
	29069）							2036年5月15日	
	小計			214.5	96.7	15	12.4		
16	ADB								
	- インドネシア東部における持続可能エネルギーへの接続のためのクレジット・ファシリティ	米ドル	600	565	548	18	-	2017年10月10日	-
	2017							2037年 5 月15日	
	- スマトラ送電強化クレジット・ファシリティ	ユーロ	575	425	457	33	33	2015年12月 4 日	-
	2015	米ドル		25	27	2	2	2035年 9 月15日	
	- 送電強化クレジット・ファシリティ	米ドル	25	21	23	2	2	2015年12月 4 日	-
	2015							2035年 9 月15日	
	- インドネシア東部における持続可能エネルギーへの接続のためのクレジット・ファシリティ	米ドル	600	276	276	-	-	2020年12月 8 日	-
	2020（フェーズ ）							2040年10月15日	
	- 西及び中央ジャワにおける持続可能及び高信頼エネルギーのためのクレジット・ファシリティ	米ドル	600	150	-	-	-	2021年12月31日	-
								2041年10月15日	
	小計			1,462	1,331	55	37		
17	EDC及びハンガリー輸出入銀行（HEXIM）								
	- バタム・モバイル発電所のためのクレジット・ファシリティ	米ドル	436	236	272	36	36	2016年12月 2 日	-
	2016							2029年 1 月27日	
	- バタム・モバイル発電所のためのクレジット・ファシリティ	米ドル	14	8	9	1	1	2017年 5 月 1 日	-
	2017							2029年 1 月27日	
	小計			244	281	37	37		

18	JBIC								
	- Jawa 2 Priok蒸気発電所 建設のためのクレジット・ ファシリティ2016	日本円 米ドル	31,763 45	21,563 32	24,210 36	2,647 4	2,647 4	2016年10月20日 2031年4月30日	-
	- ロンタル蒸気発電所建 設のためのクレジット・ファ シリティ2016	日本円 米ドル	16,430 179	10,731 102	12,071 116	1,369 15	1,369 15	2016年3月14日 2031年10月1日	-
	- ムアラカラン施設建設の ためのクレジット・ファシリ ティ2017	日本円 米ドル	15,449 37	10,134 26	11,327 29	1,192 3	1,287 3	2017年3月10日 2031年5月29日	-
	- カルセテング2蒸気発電 所建設のためのクレジット・ ファシリティ2017	日本円 米ドル	16,939 89	3,857 23	5,269 30	1,412 7	1,412 7	2017年6月20日 2032年9月15日	-
	小計			46,468	53,088	6,649	6,744		
19	IBRD								
	- 配電開発プログラムの資 金調達のためのクレジット・ ファシリティ2016	米ドル	500	465	489	24	11	2016年5月20日 2036年3月15日	-
20	KEXIM								
	- PLTGU Gratiの資金調達の ためのクレジット・ファシリ ティ2016	米ドル	71	47	53	6	6	2016年6月24日 2030年12月23日	-
21	IDB								
	- 送電網増強プログラムの 資金調達のためのクレジッ ト・ファシリティ2017	米ドル	330	203	192	-	-	2017年1月10日 2023年8月6日	-
22	SMBG								
	- タームローン・ファシリ ティ2018	米ドル	1,320	420	948	528	372	2018年8月1日 2023年8月1日	-
	- バイラテラル・ローン・ ファシリティ2018	米ドル	175	-	-	-	175	2018年12月18日 2023年12月18日	-
	- PLTA Jatigedeの資金調達 のためのクレジット・ファシ リティ	米ドル	73	66	49	5	3	2017年3月30日 2031年3月30日	-
	小計			486	997	533	550		
23	みずほ銀行								
	- Lombok Peakerの資金調達 のためのクレジット・ファシ リティ2017	ユーロ	74	48	56	7	7	2017年5月24日 2029年1月24日	-
24	クレディ・アグリコル・ CIB・バリ								

	- PLTGU Muara Tawarの資金調達のためのクレジット・ファシリティ2017	米ドル	280	170	169	23	23	2017年11月8日	-	2032年5月8日
25	BNPパリバ銀行									
	- Sumbagut 2 Peakerの資金調達のためのクレジット・ファシリティ2018	ユーロ	108	72	80	8	8	2018年2月9日	-	2031年10月9日
26	BGK									
	- PLTU Lombok FTP - 2の資金調達のためのクレジット・ファシリティ2018	ユーロ	81	52	54	7	3	2018年2月21日	-	2033年2月28日
27	SACE									
	- PLTGU Gratiの資金調達のためのクレジット・ファシリティ2016	ユーロ	40	24	27	3	3	2016年6月24日	-	2030年12月23日
28	Exportni Garancni									
	- PLTGU Gratiの資金調達のためのクレジット・ファシリティ2016	米ドル	17	11	13	1	1	2016年6月24日	-	2030年12月23日
29	AIIB									
	- ジャワ東部及びバリの配電強化プロジェクトの資金調達のためのクレジット・ファシリティ2021	米ドル	310	97	62	-	-	2021年2月10日	-	2040年10月15日
30	LPEI									
	- バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ2019	ルピア	3,500,00	-	2,000,000	10,000,000	-	2022年12月20日	-	2023年12月20日
31	UOB									
	- バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ2019	ルピア	1,000,000	-	-	2,000,000	-	2021年2月11日	-	2023年5月31日
32	ムアマラット									
	- バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ2022	ルピア	1,000,000	-	-	1,000,000	-	2022年2月21日	-	2023年2月21日
33	DKI									
	- バイラテラル運転資金ローン・ファシリティ2022	ルピア	1,000,000	-	-	500,000	-	2022年3月28日	-	2023年3月28日

*) 原通貨の単位：百万

年利率	2022年度	2021年度
-----	--------	--------

ルピア	3.30% - 8.06%	3.44% - 6.50%
米ドル	0.66% - 7.50%	0.66% - 4.41%
ユーロ	0.60% - 1.74%	0.00% - 2.10%
日本円	0.28% - 4.27%	0.60% - 1.74%

報告日現在、当社は、銀行借入契約に定められている返済スケジュールに従って銀行借入金の元利金の支払を行っている。

2022年度中に当グループは、全ての銀行借入から278,749,233米ドル（4,337,617百万ルピア相当）、161,232,418ユーロ（2,601,349百万ルピア相当）、29,030,085円（3,492百万ルピア相当）及び31,400,000百万ルピア（2021年：1,572,775,584米ドル（20,799,901百万ルピア相当）、80,170,215ユーロ（1,336,102百万ルピア相当）、35,140,128,242円（4,559,011百万ルピア相当）、8,133,386百万ルピア）を引き出した。2022年度中の借入金元本の任意期限前返済額は、242,225,346米ドル（3,469,878百万ルピア相当）及び5,943,634百万ルピア（2021年：614,169,282米ドル（8,789,966百万ルピア相当）及び12,400,000百万ルピア）である。

[次へ](#)

28. 債券、スクーク・イジャラ及びKIK-EBA (Kredit Investasi Kolektif - Efek Beragun Aset) 借入金

債券及びスクーク・イジャラ

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
<u>ルピア債及びスクーク・イジャラ</u>		
Shelf Registration Bonds IV PLN I Year 2020	1,500,000	1,500,000
Shelf Registration Sukuk Ijara IV PLN I Year 2020	376,500	376,500
Shelf Registration Bonds III PLN VII Year 2020	1,737,135	1,737,135
Shelf Registration Bonds III PLN VI Year 2020	4,812,430	4,812,430
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN VI Year 2020	115,500	115,500
Shelf Registration Bonds III PLN V Year 2019	1,912,900	1,912,900
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN V Year 2019	797,500	797,500
Shelf Registration Bonds III PLN IV Year 2019	2,953,620	2,953,620
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN IV Year 2019	1,250,000	1,250,000
Shelf Registration Bonds III PLN III Year 2019	2,024,000	2,393,000
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN III Year 2019	600,000	863,000
Shelf Registration Bonds III PLN II Year 2018	832,000	832,000
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN II Year 2018	224,000	224,000
Shelf Registration Bonds III PLN I Year 2018	1,278,500	1,278,500
Shelf Registration Sukuk Ijara III PLN I Year 2018	750,000	750,000
Shelf Registration Bonds II PLN III Year 2018	2,535,000	2,535,000
Shelf Registration Sukuk Ijara II PLN III Year 2018	698,500	698,500
Shelf Registraion Bonds II PLN II Year 2017	2,094,000	2,545,500
Shelf Registraion Sukuk Ijara II PLN II Year 2017	611,000	694,500
Shelf Registraion Bonds II PLN I Year 2017	1,386,000	1,600,000
Shelf Registraion Sukuk Ijara II PLN I Year 2017	214,000	400,000
Shelf Registraion Bonds I PLN II Year 2013	651,000	651,000
Shelf Registraion Sukuk Ijara I PLN II Year 2013	108,000	108,000
Shelf Registraion Bonds I PLN I Year 2013	697,000	697,000
PLN XII Bonds Year 2010	-	1,855,000
Sukuk Ijara PLN V Year 2010	-	340,000
PLN IX Bonds Year 2007	-	1,200,000

グローバル・ミディアム・ターム

ノート - 米ドル

2020年発行	23,388,000	21,403,500
2019年発行	37,420,800	34,245,600
2018年発行	46,776,000	42,807,000
2017年発行	31,184,000	28,538,000
2012年発行	15,592,000	14,269,000

グローバル・ミディアム・ターム

ノート - ユーロ

2019年発行	8,304,300	8,063,400
2018年発行	8,304,300	8,063,400
<u>債券 - 日本円</u>		
2019年発行	2,300,142	2,874,243
<u>保証付ノート - 米ドル</u>		
2007年発行	4,495,361	4,113,924
小計	207,923,488	199,498,652
未償却負債発行費	(6,589,067)	(6,343,617)
合計	201,334,421	193,155,035
連結財政状態計算書に表示		
流動負債	2,863,200	5,420,392
固定負債	198,471,221	187,734,643
合計	201,334,421	193,155,035

債券は額面価額で発行され、ルピア建てである。詳細は下記のとおりである。

	元本 (百万ルピア)	貸付期間	年率/年間 イジャラ費用	利息支払期間	受託者
Shelf Registration Bonds IV PLN Phase I Year 2020					
シリーズA	312,000	2020年9月8日 - 2025年9月8日	6.70%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	28,000	2020年9月8日 - 2027年9月8日	7.25%		
シリーズC	158,000	2020年9月8日 - 2030年9月8日	7.90%		
シリーズD	841,000	2020年9月8日 - 2035年9月8日	8.65%		
シリーズE	161,000	2020年9月8日 - 2040年9月8日	8.86%		
小計	1,500,000				
Shelf Registration Sukuk Ijarah IV PLN Phase I Year 2020					
シリーズA	39,000	2020年9月8日 - 2025年9月8日	6.70%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	35,000	2020年9月8日 - 2027年9月8日	7.25%		
シリーズC	200,000	2020年9月8日 - 2030年9月8日	7.90%		
シリーズD	56,000	2020年9月8日 - 2035年9月8日	8.65%		
シリーズE	46,500	2020年9月8日 - 2040年9月8日	8.86%		

小計	376,500
----	---------

Shelf Registration Bonds III
PLN Phase VII Year 2020

シリーズA	316,700	2020年5月6日 - 2023年5月6日	7.92%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	99,155	2020年5月6日 - 2025年5月6日	8.25%		
シリーズC	312,180	2020年5月6日 - 2027年5月6日	8.55%		
シリーズD	1,009,100	2020年5月6日 - 2030年5月6日	9.10%		
小計	1,737,135				

Shelf Registration Bonds III
PLN Phase VI Year 2020

シリーズA	540,630	2020年2月18日 - 2025年2月18日	7.20%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	672,500	2020年2月18日 - 2027年2月18日	7.70%		
シリーズC	544,250	2020年2月18日 - 2030年2月18日	8.00%		
シリーズD	1,459,000	2020年2月18日 - 2035年2月18日	8.70%		
シリーズE	1,596,050	2020年2月18日 - 2040年2月18日	9.05%		
小計	4,812,430				

Shelf Registration Sukuk Ijarah
III PLN Phase VI Year 2020

シリーズA	40,500	2020年2月18日 - 2027年2月18日	7.70%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	3,500	2020年2月18日 - 2030年2月18日	8.00%		
シリーズC	9,000	2020年2月18日 - 2035年2月18日	8.70%		
シリーズD	62,500	2020年2月18日 - 2040年2月18日	9.05%		
小計	115,500				

Shelf Registration Bonds III
PLN Phase V Year 2019

シリーズA	795,700	2019年10月1日 - 2024年10月1日	7.90%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	445,000	2019年10月1日 - 2026年10月1日	8.40%		
シリーズC	6,200	2019年10月1日 - 2029年10月1日	8.60%		
シリーズD	166,000	2019年10月1日 - 2034年10月1日	9.40%		
シリーズE	500,000	2019年10月1日 - 2039年10月1日	9.90%		
小計	1,912,900				

Shelf Registration Sukuk Ijara
III PLN Phase V Year 2019

シリーズA	6,500	2019年10月1日 - 2024年10月1日	7.90%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	10,000	2019年10月1日 - 2026年10月1日	8.40%		
シリーズC	92,000	2019年10月1日 - 2029年10月1日	8.60%		
シリーズD	135,000	2019年10月1日 - 2034年10月1日	9.40%		
シリーズE	554,000	2019年10月1日 - 2039年10月1日	9.90%		
小計	797,500				

Shelf Registration Bonds III
PLN Phase IV Year 2019

シリーズA	637,000	2019年8月1日 - 2024年8月1日	8.00%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	315,250	2019年8月1日 - 2026年8月1日	8.50%		
シリーズC	549,000	2019年8月1日 - 2029年8月1日	8.70%		
シリーズD	395,000	2019年8月1日 - 2034年8月1日	9.50%		
シリーズE	1,057,370	2019年8月1日 - 2039年8月1日	9.98%		
小計	2,953,620				

Shelf Registration Sukuk Ijara
III PLN Phase IV Year 2019

シリーズA	274,000	2019年 8 月 1 日 - 2024年 8 月 1 日	8.00%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	368,000	2019年 8 月 1 日 - 2026年 8 月 1 日	8.50%		
シリーズC	20,000	2019年 8 月 1 日 - 2029年 8 月 1 日	8.70%		
シリーズD	49,000	2019年 8 月 1 日 - 2034年 8 月 1 日	9.50%		
シリーズE	539,000	2019年 8 月 1 日 - 2039年 8 月 1 日	9.98%		
小計	1,250,000				

Shelf Registration Bonds III
PLN Phase III Year 2019

シリーズB	1,212,000	2019年 2 月19日 - 2024年 2 月19日	9.10%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズC	183,000	2019年 2 月19日 - 2026年 2 月19日	9.35%		
シリーズD	211,000	2019年 2 月19日 - 2029年 2 月19日	9.60%		
シリーズE	263,000	2019年 2 月19日 - 2034年 2 月19日	9.80%		
シリーズF	155,000	2019年 2 月19日 - 2039年 2 月19日	9.95%		
小計	2,024,000				

Shelf Registration Sukuk Ijara
III PLN Phase III Year 2019

シリーズB	263,000	2019年 2 月19日 - 2024年 2 月19日	9.10%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズC	204,000	2019年 2 月19日 - 2026年 2 月19日	9.35%		
シリーズD	45,000	2019年 2 月19日 - 2029年 2 月19日	9.60%		
シリーズE	60,000	2019年 2 月19日 - 2034年 2 月19日	9.80%		
シリーズF	28,000	2019年 2 月19日 - 2039年 2 月19日	9.95%		
小計	600,000				

Shelf Registration Bonds III
PLN Phase II Year 2018

シリーズA	210,000	2018年10月10日 - 2023年10月10日	8.65%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	483,000	2018年10月10日 - 2025年10月10日	9.00%		
シリーズC	78,000	2018年10月10日 - 2028年10月10日	9.10%		
シリーズD	15,000	2018年10月10日 - 2033年10月10日	9.30%		
シリーズE	46,000	2018年10月10日 - 2038年10月10日	9.65%		
小計	832,000				

Shelf Registration Sukuk Ijara
III PLN Phase II Year 2018

シリーズA	114,000	2018年10月10日 - 2023年10月10日	8.65%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	45,000	2018年10月10日 - 2025年10月10日	9.00%		
シリーズC	15,000	2018年10月10日 - 2028年10月10日	9.10%		
シリーズD	50,000	2018年10月10日 - 2038年10月10日	9.65%		
小計	224,000				

Shelf Registration Bonds III
PLN Phase I Year 2018

シリーズA	78,500	2018年 7 月10日 - 2023年 7 月10日	7.80%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	442,000	2018年 7 月10日 - 2025年 7 月10日	8.35%		
シリーズC	138,000	2018年 7 月10日 - 2028年 7 月10日	8.40%		
シリーズD	281,000	2018年 7 月10日 - 2033年 7 月10日	8.90%		
シリーズE	339,000	2018年 7 月10日 - 2038年 7 月10日	9.00%		
小計	1,278,500				

Shelf Registration Sukuk Ijara
III PLN Phase I Year 2018

シリーズA	127,000	2018年 7 月10日 - 2023年 7 月10日	7.80%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	150,000	2018年 7 月10日 - 2025年 7 月10日	8.35%		
シリーズC	258,000	2018年 7 月10日 - 2028年 7 月10日	8.40%		
シリーズD	105,000	2018年 7 月10日 - 2033年 7 月10日	8.90%		
シリーズE	110,000	2018年 7 月10日 - 2038年 7 月10日	9.00%		

小計	750,000
----	---------

Shelf Registration Bonds II
PLN Phase III Year 2018

シリーズA	457,000	2018年2月22日 - 2023年2月22日	6.50%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	10,000	2018年2月22日 - 2025年2月22日	6.80%		
シリーズC	341,000	2018年2月22日 - 2028年2月22日	7.25%		
シリーズD	362,000	2018年2月22日 - 2033年2月22日	8.20%		
シリーズE	1,365,000	2018年2月22日 - 2038年2月22日	8.75%		
小計	2,535,000				

Shelf Registration Sukuk Ijara II
PLN Phase III Year 2018

シリーズA	104,000	2018年2月22日 - 2023年2月22日	6.50%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズB	88,000	2018年2月22日 - 2028年2月22日	7.25%		
シリーズC	57,500	2018年2月22日 - 2033年2月22日	8.20%		
シリーズD	449,000	2018年2月22日 - 2038年2月22日	8.75%		
小計	698,500				

Shelf Registration Bonds II
PLN Phase II Year 2017

シリーズB	201,000	2017年11月3日 - 2024年11月3日	7.50%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズC	800,000	2017年11月3日 - 2027年11月3日	8.20%		
シリーズD	1,093,000	2017年11月3日 - 2032年11月3日	8.70%		
小計	2,094,000				

Shelf Registration Sukuk Ijara II
PLN Phase II Year 2017

シリーズB	121,000	2017年11月3日 - 2027年11月3日	8.20%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズC	490,000	2017年11月3日 - 2032年11月3日	8.70%		
小計	611,000				

Shelf Registration Bonds II
PLN Phase I Year 2017

シリーズB	169,000	2017年7月11日 - 2024年7月11日	8.10%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
シリーズC	1,217,000	2017年7月11日 - 2027年7月11日	8.50%		
小計	1,386,000				

Shelf Registration Sukuk Ijara II
PLN Phase I Year 2017

シリーズB	214,000	2017年7月11日 - 2027年7月11日	8.50%	四半期	バンク・ タブンガン・ ネガラ
-------	---------	----------------------------	-------	-----	-----------------------

Shelf Registration Bonds I
PLN Phase II Year 2013

シリーズB	651,000	2013年12月10日 - 2023年12月10日	9.60%	四半期	バンク・ ベルマータ
-------	---------	------------------------------	-------	-----	---------------

Shelf Registration Sukuk Ijara I
PLN Phase II Year 2013

シリーズB	108,000	2013年12月10日 - 2023年12月10日	9.60%	四半期	バンク・ ベルマータ
-------	---------	------------------------------	-------	-----	---------------

Shelf Registration Bonds I
PLN Phase I Year 2013

シリーズB	697,000	2013年7月5日 - 2023年7月5日	8.25%	四半期	バンク・ ベルマータ
-------	---------	--------------------------	-------	-----	---------------

合計 30,158,585

債券は特定の担保は設定されておらず、当公社の全資産によって担保されており、債権者の権利は他の債権者に優先することなく同順位である。

当グループは、対応する債券及びスクーク・イジャラの代理受託者との契約に定める制限に従っている。

債券及びスクーク・イジャラの発行に伴う収入は、送電プロジェクト、配電設備建設プロジェクト及び運転資金の資金として充当される。

当公社が発行する全ての発行済債券及びスクーク・イジャラの格付内容は下記のとおりである。

	2022年度	
	格付	格付機関
債券		
債券 idAAA		
Self Registration Bonds I PLN Phase I Year 2013	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Bonds I PLN Phase II Year 2013	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Bonds II PLN Phase I Year 2017	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Bonds II PLN Phase II Year 2017	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Bonds II PLN Phase III Year 2018	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Bonds III PLN Phase I Year 2018	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Bonds III PLN Phase II Year 2018	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia

Self Registration Bonds III PLN Phase III Year 2019	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Bonds III PLN Phase IV Year 2019	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Bonds III PLN Phase V Year 2019	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Bonds III PLN Phase VI Year 2020	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Bonds III PLN Phase VII Year 2020	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Bonds IV PLN Phase I Year 2020	idAAA	PT Pemeringkat Efek Indonesia

Sukuk Ijara idAAA

Self Registration Sukuk Ijara I PLN Phase II Year 2013	idAAA(sy)	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Sukuk Ijara II PLN Phase I Year 2017	idAAA(sy)	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Sukuk Ijara II PLN Phase II Year 2017	idAAA(sy)	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Sukuk Ijara II PLN Phase III Year 2018	idAAA(sy)	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Sukuk Ijara III PLN Phase I Year 2018	idAAA(sy)	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Sukuk Ijara III PLN Phase II Year 2018	idAAA(sy)	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Sukuk Ijara III PLN Phase III Year 2019	idAAA(sy)	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Sukuk Ijara III PLN Phase IV Year 2019	idAAA(sy)	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Sukuk Ijara III PLN Phase V Year 2019	idAAA(sy)	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Sukuk Ijara III PLN Phase VI Year 2020	idAAA(sy)	PT Pemeringkat Efek Indonesia
Self Registration Sukuk Ijara IV PLN Phase I Year 2020	idAAA(sy)	PT Pemeringkat Efek Indonesia

グローバル・ミディアム・ターム・ノート及び保証付ノート

米ドル建てグローバル・ミディアム・ターム・ノート及び保証付ノートの詳細は下記のとおりである。

	元本 米ドル*)	発行価格	貸付期間	利率	受託者
グローバル・ミディアム・ターム・ノート					
<u>2020年発行</u>					
2030年満期	500,000,000	99.15%	2020年 6 月30日 - 2030年 6 月30日	3.00%	ドイツ銀行トラスト・ カンパニー・アメリカズ
2050年満期	1,000,000,000	98.28%	2020年 6 月30日 - 2050年 6 月30日	4.00%	
小計	1,500,000,000				
<u>2019年発行</u>					
2029年満期	700,000,000	99.39%	2019年 7 月17日 - 2029年 7 月17日	3.88%	ドイツ銀行トラスト・ カンパニー・アメリカズ
2049年満期	700,000,000	98.83%	2019年 7 月17日 - 2049年 7 月17日	4.88%	
2030満期	500,000,000	99.78%	2019年11月 5 日 - 2030年 2 月 5 日	3.88%	ドイツ銀行トラスト・ カンパニー・アメリカズ
2050満期	500,000,000	99.57%	2019年11月 5 日 - 2050年 2 月 5 日	4.38%	
小計	2,400,000,000				
<u>2018年発行</u>					

2028年満期	1,000,000,000	99.62%	2018年 5 月21日 - 2028年 5 月21日	5.45%	ドイツ銀行トラスト・ カンパニー・アメリカズ
2029年満期	500,000,000	99.00%	2018年10月25日 - 2029年 1 月25日	5.38%	
2048年満期	1,000,000,000	99.32%	2018年 5 月21日 - 2048年 5 月21日	6.15%	ドイツ銀行トラスト・ カンパニー・アメリカズ
2049年満期	500,000,000	99.29%	2018年10月25日 - 2049年10月25日	6.25%	
小計	3,000,000,000				
<u>2017年発行</u>					
2027年満期	1,500,000,000	98.99%	2017年 5 月15日 - 2027年 5 月15日	4.13%	ドイツ銀行トラスト・ カンパニー・アメリカズ
2047年満期	500,000,000	98.51%	2017年 5 月15日 - 2047年 5 月15日	5.25%	
小計	2,000,000,000				
<u>2012年発行</u>					
2042年満期	1,000,000,000	98.51%	2012年10月24日 - 2042年10月24日	5.25%	ドイツ銀行トラスト・ カンパニー・アメリカズ
保証付ノート					
<u>2007年発行</u>					
2037年満期	288,312,000	98.59%	2007年 6 月28日 - 2037年 6 月29日	7.88%	ドイツ銀行トラスト・ カンパニー・アメリカズ
合計	10,188,312,000				
*) 全額					

ユーロ建てグローバル・ミディアム・ターム・ノートの詳細は下記のとおりである。

	元本 ユーロ*)	発行価格	貸付期間	利率	受託者
グローバル・ミディアム・ターム・ノート					
<u>2019年発行</u>					
2031年満期	500,000,000	99.42%	2019年11月 5 日 - 2031年11月 5 日	1.88%	ドイツ銀行トラスト・ カンパニー・アメリカズ
<u>2018年発行</u>					
2025年満期	500,000,000	99.22%	2018年10月25日 - 2025年10月25日	2.88%	ドイツ銀行トラスト・ カンパニー・アメリカズ
合計	1,000,000,000				
*) 全額					

日本円建てグローバル・ミディアム・ターム・ノートの詳細は下記のとおりである。

	元本 円*)	発行価格	貸付期間	利率	受託者
債券					

<u>2019年発行</u>					
2024年満期	18,500,000,000	100%	2019年9月20日 - 2024年9月20日	0.87%	三井住友銀行
2029年満期	<u>1,000,000,000</u>	100%	2019年9月20日 - 2029年9月20日	1.05%	
合計	<u>19,500,000,000</u>				
*) 全額					

当社は、代理受託者との契約に定める制限に従っている。

発行済みグローバル・ミディアム・ターム・ノート及び保証付ノートからの収入は、電源開発促進プログラム、定期建設及び一般的な事業目的に関連する資本支出の要件に充当された。

全ての発行済みグローバル・ミディアム・ターム・ノート、保証付ノート及び円貨債券の格付は下記のとおりである。

	格付機関			
	ムーディーズ・ インベスター・ サービス・インク	スタンダード& プアーズ	フィッチ	日本格付研究所
グローバル・ミディアム・ターム・ノート				
2020年発行	Baa2	BBB	BBB	該当なし
2019年発行	Baa2	BBB	BBB	該当なし
2018年発行	Baa2	該当なし	BBB	該当なし
2017年発行	Baa2	該当なし	BBB	該当なし
2012年発行	Baa2	BBB	BBB	該当なし
保証付ノート				
2007年発行	Baa2	BBB	BBB	該当なし
円貨債券				
2019年発行	Baa2	BBB	該当なし	BBB +

集合投資債権 - 資産担保証券（以下「KIK-EBA」という。）

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
最低支払リース料：		
1年以内	-	587,288
最低支払額合計	-	587,288
金融費用	-	(17,710)
合計	-	569,578
連結財政状態計算書に表示		
流動負債	-	569,578
合計	-	569,578

2017年4月25日、PT Danareksa Investment Management（以下「DIM」という。）及びバンク・ラヤット・インドネシアは、IP PLN ダナレスカ集団投資契約資産担保証券 - 売掛債権（Collective Investment Contract Asset Backed Securities Danareksa of Indonesia Power PLN I - Accounts Receivable）の証書に署名した。2017年9月14日まで、数度にわたり契約が変更された。この合意に基づき、DIMが投資マネージャー、BRIが副受託銀行の役割を果たす。

2017年9月14日、IPは、当会社との2017年第206.PJ/061/IP号の売掛債権売買契約に署名した。この契約において、IPは、合計4,932,107百万ルピアの売掛債権を4,000,000百万ルピアの価格で売却することに合意した。

2017年9月15日、DIMは、BRIと共同で、KIK-DIPP1の公募を開始し、元本収益率は4,000,000百万ルピア、投資利益は投資価値と利回り8.25%を基準とした定額償却（以下「年金」という。）で決済される。

当連結財務書類では、証券化取引による現金収入をKIK-EBA融資として計上された。

KIK - EBAの支払は全て、証券化されたIPの売掛金に対して当会社からのみ行われる。

2022年9月19日現在、KIK-EBA融資の支払は完済されている（2021年：587,288百万ルピア）。

29. 購入電力費未払金

この勘定は、IPPとの再交渉により再構築された購入電力費未払金を表している。

債権者別及び支払予定別の内訳は下記のとおりである。

a. 債権者別

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
PT Paiton Energy		
2022年：352,640,174米ドル		
2021年：382,877,185米ドル	5,498,365	5,463,274
PT Jawa Power		
2022年：47,612,923米ドル		
2021年：49,441,610米ドル	742,381	705,482
合計	6,240,746	6,168,756
1年以内に期限到来部分除く	528,890	457,545
長期部分	5,711,856	5,711,211

b. 分割払いスケジュールごと

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
未払金：		
1年以内	528,890	457,545
2年目	560,104	484,013
3年目	593,897	512,578
4年目	630,606	543,504
5年後	3,927,249	4,171,116
支払総額	6,240,746	6,168,756

PT Paiton Energy及びPT Jawa Powerに対する未払金には、4.81%及び18.45%の年利率が適用され、2002年1月1日から2031年12月1日まで360回の分割払いで支払われる。

30. 買掛金

この勘定は、電力、燃料、物品及びサービスの購入から生じる支払債務を表している。

買掛金の詳細は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
関係当事者		
燃料、物品及びサービスの購入	10,715,011	14,400,585
電力の購入	4,497,062	6,166,048
小計	15,212,073	20,566,633
第三者		
燃料、物品及びサービスの購入	18,517,634	17,773,195
電力の購入	17,353,555	9,564,928
小計	35,871,189	27,338,123
合計	51,083,262	47,904,756

外貨建て買掛金の内訳は下記のとおりである。

	2022年度		2021年度	
	外貨建て*)	百万ルピア相当額	外貨建て*)	百万ルピア相当額
米ドル	1,339,342,186	20,883,024	1,627,546,149	23,223,456
その他**)	11,278,625	175,856	13,474,124	192,262
合計		21,058,880		23,415,718

*) 全額

**) 他の外貨建ての買掛金は、報告日現在の為替レートを用いて米ドル相当額を表示している。

関係当事者との取引及び残高に関する情報は、注記51を参照のこと。

31. その他の支払債務

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
有形固定資産の取得及び建設仮勘定		
ルピア	5,519,163	9,411,031
米ドル	2,133,890	3,666,000
ユーロ	429,226	833,825
日本円	316,598	668,684
地方政府	2,317,377	2,188,109
電力売上の前受金	1,464,068	1,362,106
従業員	80,568	62,328
その他	1,427,269	2,772,801
合計	13,688,159	20,964,884
1年以内に期限到来部分除く	13,016,633	20,498,505

長期部分

671,526

466,379

地方政府

地方政府への債務は、当公社が需要家から徴収した街灯税支払のための金額を表している。その後、各地方政府に送金される。

電力売上の前受金

この勘定は、前払電力の販売により受け取った現金を表している。

従業員

従業員への債務は、主に、住宅設備の分割払いに関連する従業員からの前払金の受領を表している。

関係当事者との取引及び残高に関する情報は、注記51を参照のこと。

32. 未払税金

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
付加価値税	1,222,415	952,659
法人所得税	347,673	152,683
法人税		
第21条	296,379	307,299
第22条	98,080	219,103
第4条第(2)項	135,721	152,605
第23条及び第26条	155,987	208,801
第15条	28,879	5,163
その他	648	455
合計	2,285,782	1,998,768

33. 未払費用

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
利息及び金融費用		
<u>関係当事者</u>		
銀行借入金	313,896	206,671
ツー・ステップ・ローン	274,072	253,127
関係当事者合計	587,968	459,798
<u>第三者</u>		
債券及びスクーク・イジャラ	2,205,774	2,154,701
銀行借入金	974,173	588,555
リース負債利息	676,380	858,823

購入電力費未払金	44,834	33,216
第三者合計	3,901,161	3,635,295
小計	4,489,129	4,095,093
営業手数料	2,864,673	2,433,523
合計	7,353,802	6,528,616

外貨建て未払費用の内訳は下記のとおりである。

	2022年度		2021年度	
	外貨建て*)	百万ルピア相当額	外貨建て*)	百万ルピア相当額
米ドル	181,953,030	2,837,012	158,563,272	2,262,539
日本円	6,327,880,061	746,411	7,631,184,204	945,426
ユーロ	6,739,621	111,936	6,206,804	100,096
その他**)	-	-	15,788	225
合計		3,695,359		3,308,286

*) 全額

**) 他の外貨建ての未払費用については、報告日現在の為替レートを用いて米ドル相当額を表示している。

残高及び関係当事者との取引の詳細についての情報は、注記51を参照のこと。

34. 需要家保証金

この勘定は、電力供給と電気料金に基づいて決定された需要家保証金を表している。需要家保証金は、需要家の契約解除に伴い、未払電気料金控除後に返金される。

35. プロジェクト費用未払金

この勘定は、建設費及び資材の購入から生じる請負業者への支払を表している。この勘定は、引出許可証 (Withdrawal Authorisation) 又は他の類似の文書の発行時に、ツー・ステップ・ローン勘定に振り替えられる。

プロジェクト名	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
PLTU Kalselteng 2 (2x100 MW)	2,073,066	-
その他	23,445	114,546
合計	2,096,511	114,546

36. 電力売上

需要家の電力売上は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
関係当事者 (注記51)		

政府関連事業体	20,157,947	17,884,988
第三者		
一般	289,298,978	269,565,910
インドネシア国軍	1,856,178	1,592,317
小計	291,155,156	271,158,227
合計	311,313,103	289,043,215
試運転試験期間	(255,879)	(180,489)
合計、純額	311,057,224	288,862,726

収益の311,057,224百万ルピア（2021年：288,862,726百万ルピア）は時間とともに認識される。

試験及び試運転（試運転試験）は、完成済みの運転が予定されている電気設備のための一連の検査及び試験活動である。試運転中に発生した電力売上に係る費用及び収益は、電気設備が商業運転されていないため、建設仮勘定に資産計上される。

2022年及び2021年の電力売上は、下記のとおり、政府及び地方政府が決定した基本電力料金に基づいている。

- ・ 直近でMoEMR規則2020年第3号で改正されたMoEMR規則2016年第28号
- ・ PLN Batamが提供する電気料金に関する、リアウ島知事2017年第21号の規制

2022年6月2日付、エネルギー鉱物資源省大臣（以下「MoEMR」という。）の書簡2022年第T - 162/TL.04/MEM.L号に基づき、R - 2/TR、R - 3/TR及び政府クラスの需要家に関して2022年7月から9月までの期間中に以下に詳述する電気料金調整が行われた。

	電力料金調整	
	2022年1月 - 6月*)	2022年7月 - 12月
R - 2/TR	1,444.70ルピア/kWh	1,699.53ルピア/kWh
R - 3/TR	1,444.70ルピア/kWh	1,699.53ルピア/kWh
P - 1/TR	1,444.70ルピア/kWh	1,699.53ルピア/kWh
P - 2/TM		
WBP	K x 1,035.78ルピア/kWh	K x 1,415.01ルピア/kWh
LWPB	1,035.78ルピア/kWh	1,415.01ルピア/kWh
kVarh	1,114.74ルピア/kVarh	1,522.88ルピア/kVarh
P - 3/TR	1,444.70ルピア/kWh	1,699.53ルピア/kWh

*) 2021年12月31日付MoEMR書簡2021年T - 548/TL.04/MEM.L号に基づく2022年1月から3月までの電気料金の調整、2022年2月24日付MoEMR書簡2022年T - 65/TL.04/MEM.L号に基づく2022年4月から6月の電力料金の調整。

他の補助金対象外需要家に関し、2022年度中に電気料金調整は行われなかった。

当グループには、収益合計の10%以上の収益を生み出す需要家が1社も存在しない。

2022年及び2021年12月31日に終了した年度の総電力売上には、インドネシア政府からのそれぞれ0ルピア及び9,971,721百万ルピアとなるCOVID - 19に係る促進給付金の受領額が含まれる。この受領額は、家庭用需要家、商業用料金の需要家及び工業用料金の需要家への料金割引、並びに最低免除額、費用及び加算料からなる。

37. 政府からの電力補助金

補助金収入は、インドネシア国営電力公社の電気料金に関するMoEMR規則2016年第28号の第4次改訂に関するMoEMR規則2020年第3号に基づく自動料金調整を受領した料金グループを除く、各料金グループの許容原価に7%のマージンを加えたものと実際の販売価格の差に関する、政府からの収益を表している。

政府は、当会社を通じて需要家に電力補助金を提供した。2022年及び2021年の予算期間の電力補助金の計算及び支払手続は、2021年12月7日付2021年財務大臣規則第178/PMK.02号を使用している。電力補助金は、各料金グループの平均販売価格（百万ルピア/kWh）から、各料金グループの電圧に対する電力供給原価（百万ルピア/kWh）を差し引いた差額に、各料金グループの電力販売量（kWh）を乗じて算出される。電力供給原価は、ESDM省所管の電力総局が決定する計算式に基づいて算出される。

2022年第SP.DIPA - 999.07.1.979321号の予算執行リストの承認書（以下「DIPA」という。）第2次改訂及び2021年第SP.DIPA - 999.07.1.979321号の予算執行リストの承認書第1次改訂に基づき、2022年及び2021年の予算年度の電力補助金上限は、それぞれ56,400,423百万ルピア及び53,587,310百万ルピアとなった。それぞれの上限には、電力供給原価を7%上回るマージンが含まれる。

予算年度内の電力補助金の金額は、財務省の予算総局が任命した監査人が実施した電力補助金使用状況のコンプライアンス監査の結果に基づき決定される。

年度中の電力補助金収入の内訳は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
2021年12月31日現在の電力補助金に係る債権	1,974,633	-
電力補助金（注記51）	58,831,960	49,796,949
当年度予算からの補助金の実現：		
受取現金	(56,129,265)	(46,155,349)
前年度予算の超過補助金受領額との相殺	-	(1,666,967)
電力補助金に係る債権（注記16）	4,677,328	1,974,633

2020年12月31日現在、当会社は電力補助金の受取可能額を上回る1,666,967百万ルピアを受領した。2021年に、この金額は当該年度における電力補助金の実現により相殺されている。

38. その他収益

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
石炭売上	2,671,192	1,043,968
通信ネットワーク及びサービス	2,116,327	1,730,517
メンテナンス・サービス	676,723	459,245
変圧機レンタル	447,662	396,300
電力の高効率化及び管理手数料	93,067	58,974
その他	730,499	737,729
合計	6,735,470	4,426,733

関係当事者間の取引及び残高の詳細情報については、注記51を参照のこと。

39. 燃料・潤滑油費

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
燃料油		
高速ディーゼル	37,692,501	21,513,624
船舶用燃料油	1,398,709	1,170,788
その他	238,339	1,518,947
小計	39,329,549	24,203,359
非石油燃料		
石炭	63,060,716	52,934,976
天然ガス	43,888,734	37,153,944
地熱	3,951,310	3,507,676
水力	484,303	399,568
バイオマス	372,034	-
小計	111,757,097	93,996,164
潤滑油	290,080	219,967
合計	151,376,726	118,419,490

収益合計の10%を超える単一のサプライヤーからの購入はなかった。

関係当事者間の取引及び残高の詳細情報については、注記51を参照のこと。

40. 購入電力

この勘定には、PPAとESCに関連する特定のIPPからの電力購入、試運転段階での電力購入、特定のIPPで発生した余剰電力の購入が含まれる。詳細は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
関係当事者		
S2P	13,174,952	12,227,323
SGPJB	10,735,441	8,117,710
その他	8,656,815	7,271,841
小計	32,567,208	27,616,874
第三者		
PT Paiton Energy	14,843,797	13,614,258
PT Jawa Power	8,702,779	8,598,938
PT Bhumi Jati Power	8,571,386	-
PT Bhimasena Power Indonesia	5,990,485	-
その他	59,554,728	53,723,402
小計	97,663,175	75,936,598
合計	130,230,383	103,553,472

41. リース費用

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
リース負債に含まれない変動リース料に関連する費用	1,944,734	3,604,647
短期リースに関連する費用	709,767	1,079,954
低価値資産のリースに関連する費用	138,686	87,413
合計	2,793,187	4,772,014

42. 維持管理費

この勘定は、保守のために使用される予備部品及び請負業者の料金を表している。維持管理費の詳細は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
請負業者手数料	18,834,155	17,009,231
使用した予備部品	5,114,543	5,591,543
合計	23,948,698	22,600,774

43. 人件費

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
賞与及び出来高払い	5,862,563	7,019,176
従業員給付（注記49）	5,113,530	5,933,357
給料	5,027,228	4,980,766
諸手当	4,140,250	3,147,401
その他	4,741,289	4,012,056
合計	24,884,860	25,092,756

44. その他営業費用

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
サービス謝礼金	1,749,018	1,536,915
需要家維持費	1,258,556	1,086,735
検針	957,245	809,312
技術情報	592,287	643,707
無形資産償却費（注記12）	370,657	217,524
債権の予想信用損失引当金 / （戻入）	335,322	(458,087)
その他	3,640,228	3,403,242
合計	8,903,313	7,239,348

45. 金融費用

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
関係当事者		
銀行借入金	1,791,930	2,411,989
ツー・ステップ・ローン	584,725	646,372
政府借入金	204,723	249,335
金融派生商品*)	(1,151,838)	756,338
小計	1,429,540	4,064,034
第三者		
債券	7,982,542	8,046,095
銀行借入金	3,153,850	2,801,255
リース負債（注記26）	3,806,719	4,645,416
購入電力費未払金	394,409	398,093
その他	368,105	420,862
小計	15,705,625	16,311,721
合計	17,135,165	20,375,755

*) 金融派生商品の取引からの金融（収益）／費用。

46. その他（費用）／利益、純額

	2022年度 百万ルピア	2021年度*) 百万ルピア
持分法による投資利益（注記9）	3,675,589	3,231,159
遅延損害金収入	1,570,412	1,425,978
投資不動産の公正価値の増加（注記8）	223,354	36,192
営業活動に使用されていない資産の売却益（注記6）	88,898	11,963
不確実な法人所得税務処理に係る戻入／（引当金） （注記19）	84,606	(4,519,237)
請求及びサービス収入	43,886	71,915
MCTNに係る負ののれん（注記5）	-	216,381
有形固定資産の減損に係る引当金（注記6）	(1,035,990)	(2,508,335)
営業活動に使用されていない資産の減損損失（注記6）	(689,003)	(671,660)
コミュニティ開発プログラム	(452,297)	(371,782)
研究費	(88,979)	(101,052)
その他	(578,801)	(540,941)
合計	2,841,675	(3,719,419)

*) 組替後。注記58を参照のこと。

47. 法人税

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
当期税金		
当公社	88,669	(117,478)
子会社	983,796	(897,257)
	1,072,465	(1,014,735)
繰延税金費用		
当公社	3,440,094	(5,716,619)
子会社	2,614,393	(3,314,853)
	6,054,487	(9,031,472)
法人税金費用合計	7,126,952	(10,046,207)

a. 当期税金

法人税引前連結利益と及び課税所得見積額との間の調整は、下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
連結損益及びその他の包括利益計算書に基づく		
税引前利益	21,541,672	23,221,084
子会社に起因する税引前利益	(19,434,182)	(16,953,594)
連結消去仕訳の調整	151,064	(106,979)
税引前利益 - 当公社	2,258,554	6,160,511
会計上の修正：		
リース費用	(1,958,238)	(2,598,722)
需要家接続手数料	7,072,651	6,605,916
有形固定資産の減価償却費	(23,456,619)	(23,749,929)
従業員給付	1,249,838	2,233,807
資産計上した費用の減価償却	(1,148,050)	(1,148,050)
課税所得控除の対象とならない経費 / (非課税所得)：		
福利厚生	1,087,438	993,659
債権の予想信用損失引当金並びに棚卸資産及び陳腐化棚卸資産の評価減に係る引当金	148,023	(402,200)
確定申告対象となる受取利息	(422,138)	(607,725)
その他の課税所得控除の対象とならない経費	15,571,580	13,046,725
当公社の当期課税所得	403,039	533,992
当期法人税 - 当公社	88,669	117,478
当期法人税 - 子会社	983,796	897,257
法人税費用合計	1,072,465	1,014,735

調整後の課税所得は、法人所得税の年次申告の基礎となる。

b. 繰延税金

当グループの繰延税金資産及び繰延税金負債の内訳は下記のとおりである。

2022年度

	期首残高 百万ルピア	損益に貸方 / (借方) 計上 百万ルピア	その他の 包括利益に 貸方計上 百万ルピア	期末残高 百万ルピア
繰延税金資産				
税務上の欠損金 累積額	1,019	690	-	1,709
従業員給付債務	95,679	1,845	9,654	107,178
ファイナンス・ リース	7,002	(556)	-	6,446
有形固定資産	17,534	106,658	-	124,192
債権減損引当金	77,400	14,559	-	91,959
棚卸資産引当金	1,120	27,944	-	29,064
賞与	45,489	11,804	-	57,293
持分法による 投資損益	(3)	-	-	(3)
その他	19,465	(9,855)		9,610
合計	264,705	153,089	9,654	427,448

繰延税金負債

従業員給付債務	11,289,736	305,760	3,447,210	15,042,706
繰延収益	3,057,426	1,589,125	-	4,646,551
ファイナンス・ リース	(3,199,419)	(134,432)	-	(3,333,851)
有形固定資産	(56,967,171)	(7,925,748)	(90,720)	(64,983,639)
賞与	196,857	(18,701)	-	178,156
棚卸資産引当金	34,307	1,649	-	35,956
債権減損引当金	41,218	(39,316)	-	1,902
その他	(29,329)	14,087	-	(15,242)
合計	(45,576,375)	(6,207,576)	3,356,490	(48,427,461)
		(6,054,487)	3,366,144	(48,000,013)

2021年

	期首残高 百万ルピア	税率の調整 百万ルピア	損益に貸方 / (借方) 計上 百万ルピア	その他の 包括利益に 貸方計上 百万ルピア	子会社の 取得*) 百万ルピア	期末残高 百万ルピア
繰延税金資産						
税務上の欠損金 累積額	-	-	1,019	-	-	1,019
従業員給付債務	79,335	-	20,371	(4,746)	719	95,679
ファイナンス・ リース	28,021	538	(21,557)	-	-	7,002

有形固定資産	24,578	-	(7,044)	-	-	17,534
債権減損引当金	53,082	-	24,318	-	-	77,400
棚卸資産引当金	-	-	(24,051)	-	25,171	1,120
賞与	-	-	74,820	-	(29,331)	45,489
持分法による 投資損益	10,273	-	(10,276)	-	-	(3)
その他	-	-	19,465	-	-	19,465
合計	195,289	538	77,065	(4,746)	(3,441)	264,705

繰延税金負債

従業員給付債務	11,520,499	1,024,724	617,055	(1,872,542)	-	11,289,736
繰延収益	1,465,884	112,889	1,478,653	-	-	3,057,426
ファイナンス・ リース	(2,594,037)	(223,346)	(382,036)	-	-	(3,199,419)
有形固定資産	(42,363,139)	(3,588,816)	(8,196,389)	(2,818,827)	-	(56,967,171)
賞与	208,904	-	(12,047)	-	-	196,857
棚卸資産引当金	12,886	326	21,095	-	-	34,307
債権減損引当金	2,401	(133)	38,950	-	-	41,218
その他	2	-	-	-	(29,331)	(29,329)
合計	(31,746,600)	(2,674,356)	(6,434,719)	(4,691,369)	(29,331)	(45,576,375)
		(2,673,818)	(6,357,654)	(4,696,115)	(32,772)	

*) EMI及びMCTNの取得による繰延税金の追加(注記5)。

連結税引前利益に対する税金は、連結子会社の利益/(損失)に適用される加重平均税率を用いた場合に発生する理論的な金額とは、下記のとおり異なる。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
包括利益計算書に基づく税引前利益	21,541,672	23,221,084
22%の実勢税率での税金費用	4,739,168	5,108,638
税効果:		
課税所得控除の対象とならない経費:		
福利厚生費	303,696	313,800
持分法による投資損益	(808,630)	(797,915)
確定申告対象となる受取利息	(105,102)	(154,775)
資産の再評価	49,138	796,301
その他の課税所得控除の対象とならない経費	2,948,682	2,106,340
税率調整	-	2,673,818
合計	7,126,952	10,046,207

c. 税額査定通知書

税金の種類	事業 年度	税額査定通知書	2022年 係争額 百万ルピア	2021年 係争額 百万ルピア	状況
-------	----------	---------	-----------------------	-----------------------	----

VAT徴収役	2016	不足納税額査定 通知書	75,325	75,325	裁定受諾、DJPに還付申請
所得税法第21条	2017	不足納税額査定 通知書	35,522	288,991	控訴
所得税法第22条	2017	不足納税額査定 通知書	364,684	912,336	司法審査
所得税法第23条	2017	不足納税額査定 通知書	49,274	189,066	司法審査
所得税法第4条 第(2)項	2017	不足納税額査定 通知書	1,219,431	1,320,606	司法審査
国内VAT	2017	不足納税額査定 通知書	278,105	1,455,199	控訴
VAT徴収役	2017	不足納税額査定 通知書	304,029	733,725	司法審査
国内VATに関する税額査定 通知書	2017	不足納税額査定 通知書	219,486	219,486	2017年度国内VATに関する控 訴審判決待ち
VAT徴収役	2018	不足納税額査定 通知書	310,037	1,024,941	司法審査
所得税法第21条	2018	不足納税額査定 通知書	336,283	336,283	控訴
所得税法第22条	2018	不足納税額査定 通知書	176,068	176,068	控訴
所得税法第23条	2018	不足納税額査定 通知書	2,380,167	2,380,167	控訴
所得税法第4条 第(2)項	2018	不足納税額査定 通知書	2,950,558	3,034,000	控訴
所得税法第26条	2018	不足納税額査定 通知書	-	226,103	控訴
印紙税	2018	不足納税額査定 通知書	199,341	220,863	控訴
VAT JLN	2019	不足納税額査定 通知書	-	20,110	裁定受諾、DJPより還付受領
所得税法第21条	2019	不足納税額査定 通知書	114,695	121,325	控訴
所得税法第22条	2019	不足納税額査定 通知書	499,208	499,208	控訴
所得税法第4条 第(2)項	2019	不足納税額査定 通知書	532,139	532,139	控訴
所得税法第26条	2019	不足納税額査定 通知書	215,145	313,480	控訴
印紙税	2019	不足納税額査定 通知書	188,692	188,692	控訴
法人税	2019	不足納税額査定 通知書	3,061,305	3,061,305	控訴
VAT徴収役	2019	不足納税額査定 通知書	878,959	1,581,636	控訴
PJB					
所得税法第22条	2016	不足納税額査定 通知書	-	307,089	司法審査
所得税法第22条	2017	不足納税額査定 通知書	7,768	172,520	司法審査

所得税法第22条	2018	不足納税額査定 通知書	162,946	162,946	控訴
所得税法第22条	2019	不足納税額査定 通知書	136,172	136,172	控訴
IP					
法人税	2016	不足納税額査定 通知書	16,094	16,094	異議申立て
所得税法第22条	2016	不足納税額査定 通知書	161,344	161,344	控訴
所得税法第22条	2016	不足納税額査定 通知書	75,775	75,775	控訴
所得税法第22条	2017	不足納税額査定 通知書	46,372	46,372	控訴
所得税法第22条	2018	不足納税額査定 通知書	-	35,750	裁定受諾、DJPより還付受領
所得税法第23条	2018	不足納税額査定 通知書	19,925	19,925	控訴
所得税法第26条	2018	不足納税額査定 通知書	-	60	裁定受諾、DJPより還付受領
所得税法第4条第(2)項	2018	不足納税額査定 通知書	136,071	136,071	控訴
国内VAT	2018	不足納税額査定 通知書	-	116	裁定受諾、DJPより還付受領
所得税第22条	2019	不足納税額査定 通知書	108,289	108,289	控訴
VAT徴収役	2019	不足納税額査定 通知書	-	8,967	裁定受諾、DJPより還付受領
所得税法第22条	2020	不足納税額査定 通知書	50,404	-	異議申立て
Maiapahit Holding B.V.					
法人税	2017	不足納税額査定 通知書	384,152	-	異議申立ての提出
合計			15,693,765	20,298,544	
引当金			(4,434,631)	(4,519,237)	
合計、純額			11,259,134	15,779,307	

2022年7月25日に、当社は、2017年6月期に関する238,979百万ルピアのSPMKPの補償及び781,461百万ルピアの現金受領を通じた税還付の決定を伴うSPMKP初速税法第4条第(2)項の決定に関する税務総局長令第PUT - 004028.25/2020/PP/M.XII A号を受領した。2022年11月16日に、DGTは控訴決定に関する司法審査を提起した。2022年7月25日に発行された決定に関し、DGTは、2017年6月から2017年12月に会計期間を修正するために2023年1月6日付で2023年税務総局令第KEP - 00001/PPH/KPP.1903号を発行した。これらの連結財務書類の作成日現在、租税裁判は最高裁判所において審理中である。

2022年中、当グループは2017年度から2020年度の期間の異議申立て及び控訴の手取金から4,938,551百万ルピアの税還付を受けた。その内訳は、所得税法第22条の過少支払いの税還付1,033,596百万ルピア、所得税法第23条の税還付139,792百万ルピア、所得税法第26条の税還付250,932百万ルピア、所得税法第21条の税還付260,099百万ルピア、所得税法第4条第(2)項の税還付184,618百万ルピア、印紙税に対する税還付21,522百万ルピア及びVATに対する税還付3,047,992百万ルピアとなっている。当グループは4,934,946百万ルピアの現金受取額及び3,605百万ルピアの未払税の控除を通じて税還付を受領した。

経営陣は不確実な税金の状況に対する引当金は妥当であると考えている。

d. 税率

2021年10月29日、インドネシア共和国大統領が税制の調和に関する法律2021年第7号（以下「HPP法」という。）を批准した。HPP法には、法人納税者及び恒久的施設に対する法人所得税率を22％に据え置くことが規定されている。

e. 管理

インドネシアの税法に基づき、インドネシアを本拠地とする当グループ内の企業は、自己申告に基づいて税金を計算し、納税している。DJPIは、納税期限が到来した時点から5年以内に税金を査定又は変更することができる。

48. 基本的及び希薄化後1株当たり利益

	2022年度	2021年度
株主に帰属する当期連結利益（百万ルピア）	14,334,040	13,128,626
発行済普通株式の加重平均（千株）	144,294	135,385
親会社株主に帰属する基本的1株当たり利益（ルピア）	99,339	96,972

当会社には潜在的希薄化普通株式がなかったため、基本的1株当たり利益は希薄化後1株当たり利益と同じである。

49. 従業員給付債務

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
短期従業員給付債務		
賞与及び出来高払い	5,444,480	6,727,558
退職給付債務 - 1年以内に期限到来部分	3,866,636	3,593,435
合計	9,311,116	10,320,993
長期従業員給付債務		
<u>退職給付</u>		
年金制度	445,303	1,246,389
その他の退職給付	14,032,285	13,422,644
健康保険手当	53,702,837	35,481,478
その他の長期給付	724,791	1,530,651
合計	68,905,216	51,681,162
1年以内に期限到来部分除く	3,866,636	3,593,435
長期部分	65,038,580	48,087,727

損益上認識された費用（注記43）：

退職給付

確定給付型企業年金プログラム	75,876	171,818
その他の退職給付	2,065,749	1,765,533
健康保険手当	3,406,338	3,521,835
その他の長期給付	(434,433)	474,171
合計	5,113,530	5,933,357

**その他の包括利益で認識された確定給付型年金制度の
再測定：**

退職給付

確定給付型企業年金プログラム	23,217	205,065
その他の退職給付	(593,930)	76,624
健康保険手当	16,283,893	(8,814,818)
合計	15,713,180	(8,533,129)

その他の包括利益に認識される確定給付制度に関する再測定における著しい増大は、主に人口統計上の仮定の変更によるものである。

確定給付型企業年金プログラム

当グループは、全ての適格正社員を対象とする確定給付型年金プログラムを設けている。この年金プログラムは、基礎年金収入と勤続年数に基づく給付金を支給する。

この年金プログラムは、関係当事者であるダナ・ペンシユン PLN (Dana Pensiun PLN) (以下「DP PLN」という。)が管理しており、その設立証書は1997年5月15日付の1997年決定書第KEP - 284/KM.17号においてインドネシア共和国財務省に承認された。

DP PLNは、主に従業員と雇用主からの積立金によって賄われており、基礎年金収入はそれぞれ6.00%及び18.94%である。

2022年4月4日、DSAK - IAIは、2021年5月に発表された「従業員給付 - 給付の勤務期間への帰属」に関する国際会計基準、解釈指針委員会議題決定を受けて、「給付の勤務期間への帰属 (SFAS第24号)」に関するプレスリリースを発表した。2022年及び2021年12月31日現在、計算の変更の影響は当グループにとって軽微であり、したがって変更の影響は当年度に関する連結財務書類に全て報告されている。

健康保険手当

DP PLNが管理する年金プログラムに加え、当グループは、年金受給者及び被扶養者に対して、非積立型健康保険手当制度を設けている。

その他の退職給付

当グループは、年金プログラム及び健康保険手当に加え、適格従業員に対して非積立型退職金及び退職祝金を支給している。

その他の長期給付

当グループは、長期休業手当、障害給付、死亡給付、ロイヤルティ給付等のその他の長期従業員給付を支給している。

退職給付債務の計算に用いられた重要な仮定

死亡率統計表	CS0 - 58
通常退職年齢	56歳

将来の死亡率に関する仮定は、当公社及びその子会社が公表した統計及び実績に基づき、保険数理上の助言に基づいて設定されている。死亡率の仮定は、連結財政状態計算書で認識される長期給付債務の計算に適用されるCS0 - 58死亡率統計表に基づいている。

2022年及び2021年12月31日に終了した年度の年金プログラム、その他の退職給付、健康保険手当及びその他の長期給付の保険数理計算は、登録保険数理コンサルティング会社（以下「KKA」という。）である、KKAツバガス・シャフリアル&アムラン・ナンガサン（Tubagus Syafrial & Amran Nangasan）（旧PT ビナプテラ・ジャガ・ヒクマ（Binaputera Jaga Hikmah））によって、2023年4月17日付及び2022年4月26日付の同会社の報告書に基づき計算されている。

当グループは、当グループの従業員及び年金受給者の死亡率プロファイルに最も適した死亡率統計表を決定するための調査を2020年に実施した。この調査では、当グループはCS0 - 58、GAM - 71、ANN - 49、GAM - 83、TMI - 2011及びTMI - 2019を検討した。この調査に基づき、当グループは、当グループの従業員及び年金受給者の死亡率プロファイルに最も適合する死亡率統計表はCS0 - 58であると判断した。

年金プログラム

連結財政状態計算書で認識されている負債は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
積立債務の現在価値	10,336,245	10,463,943
年金資産の公正価値	(9,890,942)	(9,217,554)
連結財政状態計算書上の負債	445,303	1,246,389

確定給付型企业年金プログラム債務の当期変動は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
期首残高	10,463,943	10,321,138
損益に計上：		
当期勤務費用	69,177	132,184
支払利息	665,556	726,946
	734,733	859,130
再測定：		
財務上の仮定の変更による（利益）／損失	(48,017)	134,885
一部の仮定の変更による数理計算上の損失	501	-
実績調整による損失	100,466	28,083
人口統計上の仮定の変更による損失	6,254	-
	59,204	162,968
給付支払	(921,635)	(898,326)
企業結合における引受負債	-	19,033
期末残高	10,336,245	10,463,943

年金資産の公正価値の当期変動は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
期首残高	9,217,554	8,907,857
年金資産の運用収益	617,450	644,386
雇用主の拠出金	900,179	550,454
従業員の拠出金	41,407	42,926
給付支払	(921,635)	(898,326)
年金資産の数理計算上の損失	35,987	(42,097)
企業結合（注記５）	-	12,354
期末残高	9,890,942	9,217,554

年金資産の内訳は下記のとおりである。

	2022年度				2021年度			
	公表価格 百万 ルピア	非公表 価格 百万 ルピア	合計 百万 ルピア	%	公表価格 百万 ルピア	非公表 価格 百万 ルピア	合計 百万 ルピア	%
貯蓄及び定期 預金								
預金口座	-	8,589	8,589	0.09%	-	96,310	96,310	1.04%
要求払預金	-	9,808	9,808	0.10%	-	18,005	18,005	0.20%
定期預金	-	371,150	371,150	3.75%	-	324,900	324,900	3.52%
持分金融 商品								
株式	489,625	-	489,625	4.95%	638,255	-	638,255	6.92%
直接投資	-	1,122,023	1,122,023	11.34%	-	975,923	975,923	10.59%
負債性金融商 品								
社債	3,847,093	-	3,847,093	38.90%	2,649,476	-	2,649,476	28.74%
スクーク	460,327	-	460,327	4.65%	383,980	-	383,980	4.17%
投資信託の投 資口	538,960	-	538,960	5.45%	896,400	-	896,400	9.72%
資産担保証券	-	-	-	0.00%	8,996	-	8,996	0.10%
メディアム・ ターム・ノー ト	50,000	-	50,000	0.51%	-	-	-	-
国債	1,773,053	-	1,773,053	17.93%	1,850,709	-	1,850,709	20.08%
不動産								
土地及び土地 に係る権利	-	117,095	117,095	1.18%	-	117,095	117,095	1.27%
建物	-	412,089	412,089	4.17%	-	412,089	412,089	4.47%
土地及び建物	-	604,594	604,594	6.11%	-	604,594	604,594	6.56%
その他	-	86,536	86,536	0.87%	-	240,822	240,822	2.62%
合計	7,159,058	2,731,884	9,890,942	100.00%	6,427,816	2,789,738	9,217,554	100.00%

使用された重要な保険数理上の仮定は下記のとおりである。

	2022年度	2021年度
割引率	7.07% - 7.42%	6.66% - 7.59%
年金給付増加率	5.00%	5.00%

2022年及び2021年12月31日に終了した年度の退職給付制度への予想拠出額は、それぞれ1,552,358百万ルピア及び1,237,766百万ルピアである。

重要な仮定の変更に対する確定給付債務の感応度は下記のとおりである。

	確定給付債務への影響		
	仮定の変更	仮定の増加 百万ルピア	仮定の減少 百万ルピア
割引率	1%	(159,070)	179,581
昇級率	1%	178,216	(159,955)

・ その他の退職給付

その他の退職給付債務の当期変動は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
期首残高	13,422,644	12,661,355
損益に計上：		
当期勤務費用	1,066,392	879,587
支払利息	986,571	892,340
過去勤務費用	23,760	1,443
年金資産の運用収益	(10,974)	(7,837)
	2,065,749	1,765,533
再測定：		
実績調整による利益	(561,461)	(329,948)
財務上の仮定の変更による（利益）／損失	(65,903)	409,272
仮定の変更の組み合わせによる損失／（利益）	8,680	(2,693)
人口統計上の仮定の変更による損失／（利益）	24,754	(7)
	(593,930)	76,624
給付支払	(862,178)	(1,083,748)
企業結合における引受負債	-	2,880
期末残高	14,032,285	13,422,644

使用された主な保険数理上の仮定は下記のとおりである。

	2022年度	2021年度
割引率	6.87% - 7.44%	7.12% - 7.60%
年間昇給率	5.00% - 7.12%	1.00% - 7.12%

重要な仮定の変更に対するその他の退職給付の感応度は下記のとおりである。

その他の退職給付への影響

	仮定の変更	仮定の増加 百万ルピア	仮定の減少 百万ルピア
割引率	1%	(1,381,789)	1,663,235
昇級率	1%	1,698,478	(1,437,0447)

健康保険手当

当グループは、多くの退職後健康保険手当制度を運営している。会計方法、前提条件及び評価の頻度は、確定給付型年金制度に用いられているものと同様である。

健康保険手当債務の当期変動は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
期首残高	35,481,478	42,024,517
損益に計上：		
当期勤務費用	826,116	477,856
支払利息	2,580,222	3,043,979
	3,406,338	3,521,835
再測定：		
財務上の仮定の変更による損失 / (利益)	20,227	(8,505,354)
実績調整による損失 / (利益)	3,272,494	(517,226)
仮定の変更の組み合わせによる(利益) / 損失	(114,844)	207,762
人口統計上の仮定の変更による損失	13,106,016	-
	16,283,893	(8,814,818)
給付支払	(1,468,872)	(1,250,056)
期末残高	53,702,837	35,481,478

使用された重要な保険数理上の仮定は下記のとおりである。

	2022年度	2021年度
割引率	7.32% - 7.60%	7.41% - 7.60%
将来の医療費増加率	5.35%	5.35%

重要な仮定の変更に対する健康保険手当の感応度は下記のとおりである。

健康保険手当への影響

	仮定の変更	仮定の増加 百万ルピア	仮定の減少 百万ルピア
割引率	1%	(5,616,794)	6,879,260
将来の医療費増加率	1%	6,948,830	(5,759,161)

その他の長期従業員給付

その他の長期従業員給付債務の当期変動は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
期首残高	1,530,651	1,303,927

損益に計上：

当期勤務費用	(500,522)	387,652
支払利息	66,089	86,519
財務上の仮定の変更による（利益）／損失	(16,093)	80,279
実績調整による損失／（利益）	10,101	(80,534)
仮定の変更の組み合わせによる（利益）／損失	(111)	255
人口統計上の仮定の変更による損失	6,103	-
	(434,433)	474,171
給付支払	(371,427)	(247,905)
企業結合における引受負債	-	458
期末残高	724,791	1,530,651

使用された重要な保険数理上の仮定は下記のとおりである。

	2022年度	2021年度
割引率	4.41％ - 6.66％	4.41％ - 7.60％
年間昇給率	5.00％ - 7.12％	6.31％ - 7.12％

重要な仮定の変更に対するその他の長期従業員給付の感応度は下記のとおりである。

	その他の長期従業員給付への影響		
	仮定の変更	仮定の増加 百万ルピア	仮定の減少 百万ルピア
割引率	1％	(17,579)	18,651
昇級率	1％	19,853	(19,035)

当グループは、確定給付型年金プログラム及び退職後医療制度を通じて多くのリスクにさらされている。最も重要なリスクは下記のとおりである。

資産の変動性

制度債務は、インドネシア国債のゼロ・クーポン債のイールド・カーブを参考にして設定した割引率を用いて算出している。年金資産がこの利回りを下回る場合、制度は赤字となる。

当グループは、投資を十分に分散して単一の資産の運用不振が全ての資産グループに及ぼす影響を最小限に抑えられるよう、年金資産を様々なタイプの投資資産に投資している。資産の大部分は債務証券に投資されているが、当グループは預金、定期預金、持分金融商品及び不動産にも投資している。当グループは、負債性金融証券が許容可能なリスク水準で長期的に最良のリターンを提供すると考えている。

平均余命

制度の債務の大部分は生涯給付を提供するため、平均余命の延長により制度の負債が増加する。

年金プログラムに係る確定給付債務、その他の退職給付プログラム、健康保険手当及びその他の長期給付の加重平均期間はそれぞれ10.27年、13.80年、14.58年及び4.36年である。

当グループの経営陣は、退職給付金として見積もられた債務は、労働規則及び／又はCLAに規定された全ての給付を支払うのに十分であると考えている。

割引前退職給付及びその他の長期給付の満期予測分析は下記のとおりである。

	1年未満 百万ルピア	1年から 2年の間 百万ルピア	2年から 5年の間 百万ルピア	5年超 百万ルピア	合計 百万ルピア
確定給付型企業年金プログラム	894,305	954,188	3,073,868	13,468,513	18,390,874
その他の退職給付	1,035,075	1,254,963	4,226,117	153,883,999	160,400,154
健康保険手当	1,704,215	2,823,609	9,051,971	168,301,809	181,881,604
その他の長期従業員給付	233,041	206,501	654,716	717,875	1,812,133
合計	3,866,636	5,239,261	17,006,672	336,372,196	362,484,765

50. キャッシュ・フロー情報

a. 非現金取引

下記の表は、現金及び非現金の変動両方を含む、投資活動及び財務活動から生じる当グループの負債の増減を示している。財務活動による負債とは、キャッシュ・フロー（又は将来のキャッシュ・フロー）が連結キャッシュ・フロー計算書において財務活動によるキャッシュ・フローとして分類される負債である。

キャッシュ・フローを伴わない投資活動及び財務活動に関する補足開示は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
非現金投資及び財務活動：		
借入金の引出及びプロジェクト費用未払金による有形固定資産の取得及び建設仮勘定の増加	8,398,877	14,579,540
リース負債による使用权資産の取得	2,773,086	2,284,778
受取配当金に対する関連当事者債権の追加	70,422	-
定期預金からの組替による制限付現金及び定期預金の預入	-	23,347
長期定期預金からの組替による制限付現金及び定期預金の預入	-	122,111

b. 財務活動から生じた負債に対する調整

2022年及び2021年12月31日に終了した年度の財務活動から生じた負債に対する調整は下記のとおりである。

	2022年度				
	期首残高 百万ルピア	追加 百万ルピア	返済 百万ルピア	その他の変更*) 百万ルピア	期末残高 百万ルピア
ツー・ステップ・ローン	34,699,205	876,645	(2,831,819)	440,683	33,184,714
ノンバンク政府系金融機関 借入金	3,686,177	-	(758,423)	25,069	2,952,823
銀行借入金	165,886,409	38,342,458	(58,828,734)	7,009,985	152,410,118
債券及びスクーク・ イジャラ	193,155,035	-	(5,345,442)	13,524,828	201,334,421
リース負債	15,041,943	2,773,086	(4,721,269)	(231,445)	12,862,315
購入電力費未払金	6,168,756	-	(477,008)	548,998	6,240,746
KIK-EBA借入金	569,578	-	(587,288)	17,710	-

	419,207,103	41,992,189	(73,549,983)	21,335,828	408,985,137
合計					

*) 為替換算差額及び取引費用の償を含む。

2021年度					
	期首残高 百万ルピア	追加*) 百万ルピア	返済 百万ルピア	その他の変 更**) 百万ルピア	期末残高 百万ルピア
ツー・ステップ・ローン	38,534,971	894,658	(3,044,547)	(1,685,877)	34,699,205
ノンバンク政府系金融機関 借入金	4,399,146	8,423	(750,000)	28,608	3,686,177
銀行借入金	173,306,708	34,828,400	(41,168,011)	(1,080,688)	165,886,409
債券及びスクーク・ イジャラ	207,820,308	-	(15,166,000)	500,727	193,155,035
リース負債	18,486,303	2,284,778	(4,765,662)	(963,476)	15,041,943
購入電力費未払金	6,525,831	-	(434,255)	77,180	6,168,756
KIK-EBA借入金	1,526,949	-	(883,666)	(73,705)	569,578
合計	450,600,216	38,016,259	(66,212,141)	(3,197,231)	419,207,103

*) EMIの取得による政府及びノンバンク政府系金融機関借入金の追加を含む。

**) 為替換算差額及び取引費用の償を含む。

51. 関係当事者との取引及び残高

関係当事者の性質

- この場合政府とは、当公社及びS0Esの株主であるインドネシア共和国の財務大臣である。
- 当公社は、財務省が所有する他のS0Esに関連する。
- 当グループは、関連会社及び共同支配企業に対する投資に重要な影響を及ぼしている（注記9）。
- コミサリス会及び取締役会は、当グループの重要な経営陣の一員である。

当グループとの取引に携わる関連当事者一覧は、下記のとおりである。

関係当事者	関係の性質	取引の内容
インドネシア政府（政府）	最終株主	電力補助金及び補償金、ツー・ステップ・ローン及び政府借入金の受領
BRI	政府による支配	制限付現金及び定期預金の預入、現金及び現金同等物の預入、短期投資並びに銀行借入金の受領
マンディリ銀行	政府による支配	制限付現金及び定期預金の預入、現金及び現金同等物の預入、短期投資並びに銀行借入金の受領
BNI	政府による支配	制限付現金及び定期預金の預入、現金及び現金同等物の預入並びに銀行借入金の受領
DKI銀行	政府関連事業体	現金及び現金同等物の預入並びに銀行借入金の受領

Bank Pembangunan Daerah (BPD)	政府関連事業体	現金及び現金同等物の預入並びに銀行借入金の受領
BTN	政府による支配	現金及び現金同等物の預入並びに銀行借入金の受領
BSI	政府による支配	現金及び現金同等物の預入並びに銀行借入金の受領
LPEI	政府による支配	銀行借入金の受領
PT Pertamina Geothermal Energy (PGE)	政府による支配	電力の購入
Pertamina	政府による支配	燃料・潤滑油の購入
PT Pertamina Gas (Pertagas)	政府による支配	ガス購入
PT Bukit Asam Tbk (PTBA)	政府による支配	石炭購入
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk (PGN)	政府による支配	ガス購入
NR	政府による支配	ガス購入
PT Asuransi Jasa Indonesia (Persero) (AJI)	政府による支配	当会社の建物、設備、発電所、送電設備及び船舶に 対する保険サービス
Perum Jasa Tirta	政府による支配	電力の購入
SMI	政府による支配	ノンバンク政府系金融機関借入金の受領
PT Perusahaan Pengelola Aset (Persero) (PPA)	政府による支配	ノンバンク政府系金融機関借入金の受領
GDE	関連会社	電力の購入
TJK	関連会社	電力の購入
DEB	関連会社	電力の購入
MEB	関連会社	電力の購入
RDM	関連会社	電力の購入
S2P	関連会社	電力の購入
BDSN	共同支配企業	電力の購入

Komipo PJB	共同支配企業	電力の購入
BPI	共同支配企業	電力の購入
SGPJB	共同支配企業	長期貸付金の提供及び電力の購入
PDG	共同支配企業	長期貸付金の提供
PMSE	共同支配企業	長期貸付金の提供
REP	共同支配企業	長期貸付金の提供及び電力の購入
GCL	共同支配企業	長期貸付金の提供
PT Waskita Karya (Persero) Tbk (WK)	政府による支配	建設サービス
PT Wijaya Karya (Persero) Tbk (Wika)	政府による支配	建設サービス
PT Pelabuhan Indonesia (Persero)	政府による支配	リース負債
Dana Pensiun PLN	政府による支配	リース負債
PT Djakarta Llyod	政府による支配	リース負債
Pemerintah Daerah	政府関連事業体	その他の支払債務

関係当事者との取引及び残高の詳細：

	注記	2022年度		2021年度	
		百万ルピア	%)	百万ルピア	%)
関係当事者に対する債権	10				
SGPJB		849,106	0.05	806,425	0.05
REP		415,493	0.03	358,699	0.02
PDG		79,733	0.00	114,012	0.01
GCL		70,422	0.00	-	-
PMSE		11,181	0.00	9,632	0.00
その他		93,341	0.01	54,379	0.00
小計		1,519,276	0.09	1,343,147	0.08
制限付現金	11				
BRI		181,314	0.01	160,792	0.01
マンディリ銀行		174,285	0.01	53,827	0.00

BNI	1,285	0.00	10,902	0.00
BPD Jatim	-	-	268	0.00
小計	356,884	0.02	225,789	0.01
現金及び現金同等物	13			
BNI	18,429,389	1.12	13,068,674	0.81
マンディリ銀行	17,953,182	1.10	12,233,680	0.76
BRI	11,040,220	0.67	9,584,552	0.59
BTN	750,486	0.05	587,275	0.04
BSI	663,292	0.04	231,279	0.01
DKI銀行	491,401	0.03	174,667	0.01
小計	49,327,970	3.01	35,880,127	2.22
短期投資	14			
BRI	297,527	0.02	260,000	0.02
マンディリ銀行	179,182	0.01	103	0.00
BNI	36,578	0.00	30,229	0.00
小計	513,287	0.03	290,332	0.02
売掛金	15			
政府関連事業体	2,347,650	0.14	2,280,440	0.14
政府に対する債権	16			
	21,470,500	1.31	26,554,891	1.65
合計	75,535,567	4.60	66,574,726	4.12
ツー・ステップ・ローン	24			
	33,184,714	5.13	34,699,205	5.49
政府及びノンバンク政府系金融機関 借入金	25			
SMI	2,952,823	0.46	3,677,754	0.58
政府	675,985	0.10	1,202,263	0.19
PPA	-	-	8,423	0.00
小計	3,628,808	0.56	4,888,440	0.77%
リース負債	26			
PT Pelabuhan Indonesia (Persero)	754,167	0.11	1,116,388	0.18
Dana Pensiun PLN	399,553	0.06	525,431	0.08
PT Djakarta Llyod	103,652	0.02	-	-
小計	1,257,372	0.19	1,641,819	0.26
銀行借入金	27			
マンディリ銀行	12,109,421	1.87	11,012,442	1.74
BRI	9,346,371	1.45	12,048,598	1.91
BNI	4,678,987	0.72	4,029,987	0.64

BTN	3,465,011	0.54	1,500,000	0.24
SMI	2,925,001	0.45	4,728,074	0.75
BSI	2,224,244	0.34	2,526,030	0.40
LPEI	1,018,472	0.16	3,314,280	0.52
DKI銀行	451,786	0.07	616,071	0.10
BPD Papua	401,786	0.06	518,422	0.08
Bank Jateng	78,571	0.01	107,143	0.02
BPD Aceh	39,286	0.01	53,571	0.01
Bank Kalteng	39,286	0.01	53,571	0.01
Bank Riau	39,286	0.01	53,571	0.01
Bank Kalbar	39,286	0.01	53,571	0.01
BPD Bali	29,464	0.00	40,179	0.01
Bank BJB	-	-	22,807	0.00
小計	36,886,258	5.71	40,678,317	6.45

買掛金**30**

Pertamina	4,190,071	0.65	10,176,188	1.61
Pertagas	2,412,447	0.37	1,797,585	0.28
SGPJB	1,776,933	0.27	1,815,259	0.29
PGE	1,704,639	0.26	899,346	0.14
S2P	1,603,246	0.25	2,207,233	0.35
PTBA	1,243,733	0.19	1,110,309	0.18
PGN	439,748	0.07	532,523	0.08
NR	124,380	0.02	111,259	0.02
その他（それぞれ買掛金総額の5％未満）				
政府支配による	551,553	0.09	1,022,114	0.16
共同支配企業	891,861	0.14	325,699	0.05
関連会社	273,462	0.04	569,118	0.09
小計	15,212,073	2.35	20,566,633	3.25

その他の支払債務**31**

WK	2,320,373	0.36	2,308,042	0.37
地方政府	2,317,377	0.36	2,188,109	0.35
Wika	603,331	0.09	537,942	0.09
その他	182,403	0.03	383,578	0.06
小計	5,423,484	0.84	5,417,671	0.87

未払費用**33****利息及び金融費用**

ツ－・ステップ・ローン	274,072	0.04	253,127	0.04
銀行借入金				
マンディリ銀行	114,017	0.02	50,911	0.01
BNI	63,552	0.01	31,698	0.01
BRI	40,836	0.01	43,418	0.01

BTN		39,792	0.01	1,777	0.00
BSI		38,229	0.01	41,120	0.01
SMI		11,863	0.00	32,583	0.01
LPEI		4,185	0.00	3,230	0.00
DKI銀行		593	0.00	539	0.00
その他		829	0.00	1,395	0.00
小計		587,968	0.10	459,798	0.09
合計		96,180,677	14.87	108,351,883	17.15
電力売上	36				
政府関連事業体		20,157,947	6.48	17,884,988	6.19
政府からの電力補助金	37	58,831,960	100.00	49,796,949	100.00
受取補償金	16	63,649,821	100.00	23,392,162	100.00
その他収益	38				
SGPJB		1,255,251	18.64	661,451	14.94
GCL		322,155	4.78	264,040	5.96
RDM		200,457	2.98	-	0.00
Pemda		177,784	2.64	205,518	4.64
Pemerintah Pusat		153,408	2.28	113,247	2.56
S2P		109,795	1.63	104,688	2.36
その他		182,949	2.72	317,333	7.17
合計		2,401,799	35.66	1,666,277	37.64
燃料・潤滑油費	39				
Pertamina		31,716,661	20.95	17,865,526	15.09
PTBA		10,523,986	6.95	5,231,289	4.42
PGN		9,904,391	6.54	6,101,339	5.15
NR		5,193,953	3.43	5,393,114	4.55
その他		5,041,018	3.33	10,431,940	8.81
合計		62,380,009	41.20	45,023,208	38.02
購入電力費	40				
S2P		13,174,952	10.12	12,227,323	11.81
SGPJB		10,735,441	8.24	8,117,710	7.84
PGE		3,439,920	2.64	2,592,940	2.50
BPI		1,464,122	1.12	1,327,640	1.28
GDE		968,411	0.74	894,908	0.86
BDSN		885,433	0.68	891,808	0.86
TJK		502,963	0.39	480,139	0.46
RDM		405,117	0.31	225,642	0.22

REP	243,535	0.19	234,312	0.23
Perum Jasa Tirta	237,180	0.18	186,638	0.18
DEB	194,777	0.15	191,326	0.18
MEB	51,722	0.04	48,194	0.05
その他	263,635	0.20	198,294	0.20
合計	32,567,208	25.00	27,616,874	26.67

維持管理費 42

Komipo PJB	286,450	1.20	1,462,484	6.47
その他	1,066,788	4.45	858,786	3.80
合計	1,353,238	5.65	2,321,270	10.27

その他営業費用 44

AJI	277,937	3.12	456,366	6.30
その他	583,996	6.56	333,402	4.61
合計	861,933	9.68	789,768	10.91

金融費用 45

銀行借入金	1,791,930	10.46	2,411,989	11.84
ツー・ステップ・ローン	584,725	3.41	646,372	3.17
金融派生商品	(1,151,838)	(6.72)	756,338	3.71
政府及びノンバンク政府系金融機関 借入金	204,723	1.19	249,335	1.22
合計	1,429,540	8.34	4,064,034	19.94

*) 関連する総資産/負債/収益/費用に対する割合。

2022年及び2021年12月31日に終了した年度の当社のコミサリス会の報酬総額は、それぞれ121,680百万ルピア及び68,679百万ルピアであった。

2022年及び2021年12月31日に終了した年度の当社の取締役会の報酬総額は、それぞれ251,291百万ルピア及び159,589百万ルピアであった。

当社のコミサリス会及び取締役会への報酬は全て、短期従業員給付である。

当グループのDP - PLNへの拠出については、注記49に記載されている。

52. 外貨建て金銭資産及び債務

2022年及び2021年12月31日現在、当グループの外貨建て金銭資産及び負債は下記のとおりである。

	2022年度			
	日本円*)	米ドル*)	ユーロ*)	その他**)
貨幣性資産				
現金及び現金同等物	1,696,886,132	535,414,834	8,933,117	9,258,917
関係当事者に対する債権	-	91,452,983	-	-
制限付現金	29,572,853,747	72,115,932	-	-
金銭資産合計*)	31,269,739,879	698,983,749	8,933,117	9,258,917
貨幣性負債				

ツー・ステップ・ローン	150,203,772,818	982,783,614	11,082,057	-
リース負債	39,004,601,063	38,051,779	-	-
銀行借入金	79,285,135,954	4,976,089,965	963,714,411	-
債券及びスーク・イジャラ 及びKIK EBA	19,500,000,000	10,188,312,000	1,000,000,000	-
購入電力費未払金	-	400,253,097	-	-
その他の支払債務	2,684,038,768	136,858,031	25,843,620	-
プロジェクト費用未払金	5,179,054,039	37,996,797	2,428,825	-
買掛金	-	1,339,342,186	-	11,278,625
未払費用	6,327,880,061	181,953,030	6,739,621	-
貨幣性負債合計*)	302,184,482,703	18,281,640,499	2,009,808,534	11,278,625
正味貨幣性負債*)	(270,914,742,824)	(17,582,656,750)	(2,000,875,417)	(2,019,708)
ルピア換算（単位：百万）	(31,956,019)	(274,148,784)	(33,231,739)	(31,491)
合計（ルピア）、純額 （単位:百万）	(339,368,033)			

	2021年度			
	日本円*)	米ドル*)	ユーロ*)	その他**)
貨幣性資産				
現金及び現金同等物	1,487,378,556	492,195,468	20,501,330	3,535,211
関係当事者に対する債権	-	89,293,682	-	-
制限付現金	32,606,787,926	62,503,640	-	-
金銭資産合計*)	34,094,166,482	643,992,790	20,501,330	3,535,211
貨幣性負債				
ツー・ステップ・ローン	151,461,016,318	1,103,669,420	12,708,786	1,884,757
リース負債	62,874,000,998	43,067,554	-	-
銀行借入金	85,876,011,874	6,020,925,730	889,320,094	-
債券及びスーク・イジャラ 及びKIK EBA	23,200,000,000	10,188,312,000	1,000,000,000	-
購入電力費未払金	-	432,318,795	-	-
その他の支払債務	5,397,407,034	256,920,608	51,704,167	-
プロジェクト費用未払金	63,222,291	6,285,354	180,550	-
買掛金	-	1,627,546,149	-	13,474,124
未払費用	7,631,184,204	158,563,272	6,206,804	15,788
貨幣性負債合計*)	336,502,842,719	19,837,608,882	1,960,120,401	15,374,669
正味貨幣性負債*)	(302,408,676,237)	(19,193,616,092)	(1,939,619,071)	(11,839,458)
ルピア換算（単位：百万）	(37,465,350)	(273,873,708)	(31,279,849)	(168,937)
合計（ルピア）、純額 （単位:百万）	(342,787,844)			

*) 全額

**) 他の外貨建ての資産及び負債については、報告日現在の為替レートを用いて米ドル相当額を表示している。

2022年12月31日現在の外貨建て資産及び負債が発行日の2023年5月2日の終値で換算された場合、当グループの純外貨建て負債総額は19,578,282百万ルピア減少（2021年度は、2022年5月23日の発行で4,958,577百万ルピア増加）した。

53. 営業セグメント

地理情報

営業セグメント情報は、連結財務書類の作成及び表示のために採用した会計方針を適用して作成される。

経営陣は、当グループの最高経営意思決定機関であり、戦略的な意思決定を行う取締役会が検討した報告書に基づき営業セグメントを決定している。取締役会は、スマトラ、ジャワ・バリ、ヌサ・トゥンガラ、カリマンタン、スラウェシ、マルク及びパプアから成る地理的な経営から事業を検討している。

2022年及び2021年12月31日現在、当グループは業務報告を目的として、スマトラ、ジャワ・バリ及びヌサ・トゥンガラ、カリマンタン、スラウェシ、マルク及びパプアに分割されている。これらの地理的なオペレーションは、当グループがセグメント情報を報告する基礎である。詳細は下記のとおりである。

	2022年度					合計 百万ルピア
	スマトラ 百万ルピア	ジャワ・バリ 及びヌサ・トゥ ンガラ 百万ルピア	カリマンタン 百万ルピア	スラウェシ 百万ルピア	マルク及び パプア 百万ルピア	
収益						
外部収益	103,582,055	866,865,064	35,252,654	31,316,750	7,454,446	1,044,470,969
セグメント間収益	(59,834,211)	(500,744,911)	(20,363,708)	(18,090,132)	(4,306,064)	(603,339,026)
収益合計	43,747,844	366,120,153	14,888,946	13,226,618	3,148,382	441,131,943
セグメント別実績						
営業費用	38,532,121	(270,480,160)	(14,651,411)	13,031,151	5,442,324	342,137,167
減価償却費	8,306,957	(29,595,207)	(2,804,881)	2,394,719	954,871	44,056,635
営業利益 / (損失)	(3,091,234)	66,044,786	(2,567,346)	(2,199,252)	(3,248,813)	54,938,141
未割当 (費用) / 収益	(3,245,545)	(14,218,043)	(832,370)	(983,456)	(224,378)	(19,503,792)
持分法による投資損益	300,585	3,369,838	5,166	-	-	3,675,589
金融収益	-	687,495	-	-	-	687,495
金融費用	(3,013,682)	(12,279,291)	(826,600)	(764,131)	(251,461)	(17,135,165)
有形固定資産の減損に係る引当金	(107,059)	(896,516)	(19,376)	(13,039)	-	(1,035,990)
法人所得税務処理に関する不確実性に係る引当金	-	(84,606)	-	-	-	(84,606)
法人税金費用	-	(7,126,952)	-	-	-	(7,126,952)
当期利益 / (損失)	(9,156,935)	35,496,711	(4,240,526)	(3,959,878)	(3,724,652)	14,414,720
セグメント資産						
連結資産合計	269,367,059	1,164,436,613	91,423,908	82,915,663	29,996,033	1,638,139,276
セグメント負債						
連結負債合計	18,371,351	609,644,608	7,427,343	8,306,324	2,939,084	646,688,710

2021年度

	スマトラ 百万ルピア	ジャワ・バリ 及びヌサ・トゥ ンガラ 百万ルピア	カリマンタン 百万ルピア	スラウェシ 百万ルピア	マルク及び バプア 百万ルピア	合計 百万ルピア
収益						
外部収益	40,616,465	299,064,191	13,939,628	10,821,525	2,530,198	366,972,007
セグメント間収益	-	-	-	-	-	-
収益合計	40,616,465	299,064,191	13,939,628	10,821,525	2,530,198	366,972,007
セグメント別実績						
営業費用	31,184,990	225,980,246	11,851,842	9,112,896	3,547,880	281,677,854
減価償却費	8,428,717	27,265,469	2,606,643	2,211,720	928,722	41,441,271
営業利益 / (損失)	1,002,758	45,818,476	(518,857)	(503,091)	(1,946,404)	43,852,882
未割当 (費用) / 収益	140,555	2,142,852	157,466	50,316	261,950	2,753,140
持分法による投資損益	412,813	2,819,017	(671)	-	-	3,231,159
金融収益	15,684	771,196	351	-	-	787,231
金融費用	(2,899,587)	(15,856,362)	(755,437)	(663,043)	(201,326)	(20,375,755)
有形固定資産の減損に 係る引当金	(534,108)	(454,583)	(263,562)	(434,839)	(821,243)	(2,508,335)
法人所得税務処理に関 する不確実性に係る引 当金	-	(4,519,237)	-	-	-	(4,519,237)
法人税金費用	(628,657)	(9,349,040)	(68,510)	-	-	(10,046,207)
当期利益 / (損失)	(2,490,542)	21,372,319	(1,449,220)	(1,550,657)	(2,707,023)	13,174,877
セグメント資産						
連結資産合計	286,951,543	1,130,134,788	89,597,084	77,755,638	28,777,403	1,613,216,456
セグメント負債						
連結負債合計	279,265,620	147,252,735	91,308,439	78,313,229	35,469,310	631,609,333

54. 重要な契約、義務及び偶発事象

2022年12月31日現在、当グループには、下記の重要な契約がある。

a. 燃料供給契約

ガス

部門	サプライヤー	期間	単位	数量
Muara Karang - Priok	PT Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java	2023*)	Bbtu	5,475

<i>Cilegon</i>			Bbtu	19,991
<i>Muara Karang</i>			Bbtu	22,572
<i>Muara Tawar</i>			Bbtu	27,682
<i>Tanjung Priok</i>	PGN	2019 - 2030	Bbtu	43,747
<i>Sutami</i>			Bbtu	1,862
<i>New Tarahan</i>			Bbtu	1,168
<i>Muara Tawar</i>				
<i>Payo Selincih</i>				
<i>Rengat</i>				
<i>Siberida</i>	PT Pertamina Hulu Energi Jambi Merang	2019 - 2026	Bbtu	50,951
<i>Duri</i>				
<i>Koto Gasib</i>				
<i>Keramasan</i>	PT Medco E&P Indonesia			
<i>Indralaya</i>	PT Medco E&P Lematang	2017 - 2027	Bbtu	70,260
<i>Borang</i>				
<i>Gresik</i>	Kangean Energy Indonesia Ltd.	2012 - 2027	Bbtu	368,700
<i>Grati</i>				
<i>Gresik</i>	PT Pertamina Hulu Energy West Madura Offshore	2023*)	Bbtu	4,672
<i>Gresik</i>	PGN SAKA eks Hess Ltd.	2006 - 2026	Bbtu	440,000
<i>Teluk Lembu</i>	EMP Korinci Baru Ltd.			
<i>PLTGU Riau, Balai Pungut</i>	EMP Korinci Bantu Ltd.	2021 - 2026	Bbtu	73,945
<i>Keramasan</i>	PT Pertamina EP	2023*)	Bbtu	1,059
<i>Payo Selincih</i>				
<i>Sei Gelam</i>	PT Energasindo Heksa Karya	2009 - 2023	Bbtu	137,579
<i>Tarakan</i>	PT Pertamina EP	2023*)	Bbtu	2,300
<i>Nunukan</i>	PT Pertamina EP	2023*)	Bbtu	700
<i>Bontang</i>	PT Pertamina (Persero)	2023*)	Bbtu	2,808
<i>Tanjung Batu</i>	PT Pertamina EP	2022 - 2024	Bbtu	3,650
<i>Batam</i>	PGN	2004 - 2023	Bbtu	72,270
<i>Grati</i>	PT Medco Sampang (Lapangan Oyong)	2023*)	Bbtu	6,187
<i>Bangkanai</i>	Medco Indonesia (Bangkanai) Ltd.	2013 - 2033	Bbtu	130,000
<i>Muara Tawar</i>	PT Pertamina EP	2018 - 2024	Bbtu	29,244
<i>Tambak Lorok</i>	PT Sumber Petrindo Perkasa	2014 - 2029	Bbtu	219,000
<i>Grati</i>	PT Medco Sampang (Lapangan Wortel)	2023*)	Bbtu	4,453
<i>Melibur</i>	PT Energi Mega Persada Malacca Strait	2020 - 2025	Bbtu	711
<i>Tarakan</i>	PT Medco E&P Tarakan			
	PT Medco E&P Indonesia	2022 - 2025	Bbtu	4,367
<i>Purwodadi</i>	PT Energasindo Heksa Karya	2023*)	Bbtu	621
<i>Gresik</i>	PT Petrogas Jatim Utama	2013 - 2023	Bbtu	61,068
<i>Arun</i>				
<i>Belawan</i>				
<i>Payo Pasir</i>				
<i>Muara Karang</i>	Tangguh PSC契約当事者*)	2016 - 2034	Kargo	696
<i>Priok</i>				
<i>Muara Tawar</i>				
<i>Jawa 1</i>				

Jawa Barat via NR
Benoa
Muara tawar via FSRU
Lampung
Arun
Belawan
Paya Pasir
Benoa & Gorontalo

Balai Pungut Duri PLTGU Riau	ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	2016 - 2023	Bbtu	6,600
Sambera	PT Pertamina (Persero)	2023*)	Kargo	オンデマ ンド
Tambak Lorok	PT Pertagas Niaga	2017 - 2023	Bbtu	14,256
Batam	PGN	2023*)	Bbtu	4,380
Sorong	Petrochina Company Limited	2016 - 2023	Bbtu	41,556
Jawa 1	PT Malamoi Olom Wobok	2020 - 2025	Bbtu	14,060
Tambak Lorok Gresik	Tangguh PSC契約当事者a)	2022 - 2035	Kargo	208
Simenggaris	PT Pertamina (Persero)	2022 - 2035	Bbtu	474,500
Luwuk	JOB PT PHE Simenggaris及びPT Medco E&P Simenggaris	2021 - 2028	Bbtu	20,440
	JOB PT PHE Tomori及びPT Medco E&P Tomori	2021 - 2027	Bbtu	12,775

*) 年単位の契約

a) Tangguh PSCは、BP Berau Ltd.、KCT Berau Petroleum Ltd.、MI Berau B.V.、Nippon Oil Exploration (Berau).Ltd.、BP Muturi Holdings B.V.、CNOOC Muturi Limited、Indonesia Natural Gas Resources Muturi, Inc.、BP Wiriagar Petroleum Ltd.及び Talisman Wiriagar Overseas Limitedから構成されている。

上記契約に関連して、当社は、下記の詳細が記載された設備スタンドバイ信用状を有している。

発行銀行	受益者	通貨	合計*)
BRI	Ophir Indonesia (Sampang) Pty.	米ドル	18,424,250
	PGN	米ドル	20,700
	PT Transportasi Gas Indonesia	米ドル	953,120
	Kangean Energy Indonesia	米ドル	9,037,754
	PT Petrogas Jatim Utama	ルピア	94,785,778,477
	Medco Energi Sampang Pty.Ltd.	米ドル	8,910,000
マンディリ銀行	BP Bearau Ltd.	米ドル	110,283,250
BNI	Conoco Philips(Gresik) Ltd., Singapore	米ドル	4,600,000
	Malamoi Olom Wobok	米ドル	4,104,000
	PT Perusahaan Gas Negara	米ドル	15,642,996
	Petrochina international Jabung Ltd.	米ドル	3,136,000

*) 全額

石炭

サプライヤー	年間量 メトリックトン*)	期間
--------	------------------	----

定期

PT Bukit Asam Tbk.	1,700,000	2004 - 2031
CV Tahiti Coal	120,000	2017 - 供給が満了する まで (360,000MT)
PT Cahaya Bumi Perdana	25,000	2019 - 2025
CV Bara Mitra Kencana	60,000	2019 - 2025
CV Putri Surya Pratama Natural	30,000	2019 - 2025
PT Dasrat Sarana Arang Sejati	48,000	2019 - 2025
PT Allied Indo Coal Jaya	120,000	2019 - 2025
PLN Batubara	25,216,000	2020 - 2040
PT Adaro Indonesia	1,500,000	2014 - 2023
PT Oktasan Baruna Persada	2,100,000	2018 - 2026

コンソーシアム

PT Mivagio Coal Indonesia及びPT Nusa Alam Lestari	36,000	2022 - 2027
---	--------	-------------

電源開発促進プログラム

PT Bukit Asam Tbk.	18,000,000	2010 - 2030
PT Titan Infra Energy **)	2,920,000	2007 - 2026
PT Hanson Energy	640,000	2011 - 2030
PT Rizki Anugrah Pertama	1,183,000	2023年8月
PT Lanna Harita Indonesia	300,000	2015 - 2025
PT Tunas Inti Abadi	600,000	2015 - 2025
PT Dizamatra Powerindo	500,000	2016 - 2025
PT Samantaka	960,000	2017 - 2027
PT Bara Energi Lestari	500,000	2017 - 供給が満了する まで (1,000,000 MT)
PT Ade Putra Tanrajeng	300,000	2022 - 2027
PT Amanah Batu Alam Pesada	330,000	2022 - 2027
PT Berkat Murah Rejeki	200,000	2022 - 2023
PT Bhumi Rantau Energi	250,000	2022 - 2024
PT Binuang Mitra Bersama Blok Dua	2,000,000	2022 - 2027
PT Sarolangun Prima Coal	300,000	2022 - 2027
PT Alamjaya Bara Pratama	900,000	2022 - 2027
PT Indexim Coalindo	1,100,000	2018 - 2028

コンソーシアム

PT Arutmin Indonesia及びPT Darma Henwa	5,553,000	2007 - 2027
PT Dwi Guna Laksana及びPT Borneo Indo Bara	1,890,000	2009 - 2033
PT Oktasan Baruna Persada及びPT Buana Rizky Armia	819,000	2009 - 2032
PT Energi Batubara Lestari及びPT Batara Batari Sinergy Nusantara	221,000	2014 - 2034
PT Exploitasi Energi Indonesia及びPT Borneo Indobara	2,000,000	2022 - 2027
PT Bara Makmur Mandiri、PT Khatulistiwa Makmur Persada、 PT Anugrah Mining Persada及びPT Kurnia Alam Investama	286,000	2022 - 2027

PT Global Energi Lestari及びPT Tempirai Energy Resources	275,000	2022 - 2027
PT Global Energi Lestari、 PT Era Perkasa Mining及び PT Quasar Inti Nusantara	2,215,000	2022 - 2027
PT Inti Garda Nusantara及びCV Inti Karya Mandiri	180,000	2022 - 2023
PT Pancaran Surya Abadi及びPT Bunarus Laju Sejahtera	180,000	2022 - 2025
PT Rekamitra Cipta Tambang及びCV Cinta Puri Pratama	300,000	2022 - 2025
PT Rizki Anugrah Pratama、 PT Kasongan Mining Mills、 PT Hutamas Koado、 PT Marga Perkasa、 PT Arini及びCV Hirzan	1,490,000	2022 - 2027

*) 全量

**) 旧PT Titan Mining Energy

2018年3月9日、エネルギー鉱物資源省は、2018年1月1日から遡及して有効であった2018年公共の利益のための電力供給のための石炭販売価格に関する省令第1395 K/30/MEM号を公布した。同省令によって、石炭価格は6,322 kcal/kgの石炭を基準として1メートルトン当たり最大価格70米ドルで規制された。また、同省令は、同省令に列挙されているとおり、異なる仕様の石炭の価格を算定する方式を規制している。2019年12月26日、エネルギー鉱物資源省は、2020年の国内石炭需要の充足に関して、発効日を2020年1月1日とする2019年省令第261 K/30/MEM号を公布した。同省令により、公共の目的とする電力供給にかかる石炭販売価格に関する、エネルギー鉱物資源省2018年省令第1395K/30/MEM号が取り消される。

2020年11月2日において、法務人権省は、雇用創出に関する2020年11号法律を公布した。当グループに関連する同法の主要な点は、VATの対象となる品目において石炭掘削関連製品を含む部分が該当し、全ての石炭購入が10%のVATの対象となる。2021年10月29日に承認されたHPP法に基づき、2022年4月1日時点で適用されるVATの税率は11%である。

当期の石炭購入価格は、発熱量、灰分、硫黄、水、灰溶融温度（以下「AFT」という。）及びハードグロブ粉碎性指数（以下「HGI」という。）に対して調整された後1トン当たり320,945百万ルピアから1,434,804百万ルピア(2021年度は、1トン当たり256,699百万ルピアから1,167,701百万ルピア)の範囲で変動した。

燃料

当公社及びプルタミナ社は、2001年10月8日付2001年燃料売買契約第071.PJ/060/DIR号を締結した。本契約は、2007年5月16日に修正され、当公社とプルタミナ社の間で、特に（1）2007年1月1日から2007年4月30日までの期間に使用される月次燃料価格は、プルタミナ社が決定し、2007年5月1日から2007年12月31日までの期間の燃料価格は、ミーン・オイル・プラッツ・シンガポール（Mean Oil Platts Singapore）（以下「MOPS」という。）から109.5%とVATを加えたものであること、（2）2007年12月31日以降の燃料価格は、毎年両当事者が決定すること、（3）支払と支払遅延に対する罰金の条件は、インドネシア銀行証書の月次レートに1.3%を加えたものを使用すること、（4）2007年5月1日を効力発生日として、2007年4月30日までの燃料の購入の買掛金の未払残高には、遅くとも2007年8月31日までに発行されるPLN債券によって決済されるまで、インドネシア銀行証書の年間レートに1.3%を加えた利息を適用すること、（5）プルタミナ社に対する最大債権額には18兆ルピアの発行予定債券が含まれること、（6）本契約は2007年1月1日から2011年12月31日までの5年間有効であることに同意した。

2007年5月16日付のJoint Deal Letterに基づき、PT Sucofindo（Persero）は独立鑑定人として任命される。

PLN及びプルタミナ社は、2017年5月16日付燃料売買契約の添付書類に基づき、供給期間を2020年まで延長することに合意した。同契約は、PLN及びプルタミナ社が価格見直し及び2023年までの供給期間延長に合意した、2021年6月3日付添付書類に基づき変更されている。

2021年12月17日付添付書類に基づき、当公社とプルタミナ社の間の2021年1月1日から2023年12月31日までの燃料油（HSD及びMFO）の売買価格は下記のとおり合意されている。

- a. 交渉期間においては、2018年1月1日から2020年12月31日までの期間についての変更案で合意した暫定価格計算式を用いた、2021年1月1日から2021年12月31日までの期間の新たな価格計算式を適用すること。

- b. 上記の状況を踏まえ、2022年1月1日から2023年12月31日までの期間の新たな価格計算式について合意する予定であること。

地熱蒸気

2022年及び2021年12月31日現在、当グループは、複数のサプライヤーとの地熱蒸気購入契約を下記のとおり締結した。

部門	サプライヤー	期間
Kamojang Unit 1、2及び3	PGE	2012 - 2040
Lahendong Unit 1	PGE	2002 - 2032
Lahendong Unit 2 及び 3	PGE	2007 - 2039
Lahendong Unit 4	PGE	2011 - 2041
Ulubelu Unit 1及び2	PGE	2012 - 2042
Hululais Unit 1及び2	PGE	30年*)
Sungai Penuh Unit 1及び2	PGE	30年*)
Kotamobagu Unit 1、2、3及び4	PGE	30年*)
Darajat Unit 1	PGE、Star Energy Geothermal Darajat I Ltd.、Star Energy Geothermal Darajat II Ltd.	1994 - 2030
Gunung Salak Unit 1、2及び3	PGE、Star Energy Geothermal Salak Ltd.、Star Energy Geothermal Salak Pratama Ltd.	1993 - 2040

*) 商業日以降

b. 電力購入契約及びエネルギー販売契約

当社は、1997年以前に大型IPPとPPA及びESCを締結した。1999年、当社は、政府の指示の下、PT PLN (Persero) Special Contract Renegotiationに関する作業グループを通じて、PPA及びESCの再交渉を開始した。その再交渉には、特に、契約条件の均等化、価格の妥当性、IPPと当公社間の販売価格の不均衡などが含まれる。

当グループは、特定のIPPとの契約に基づき、契約期間中いつでも同プロジェクトにおけるIPPの権利、権原及び株式を全て購入できる。

2022年12月31日現在での当グループとIPP間の重要なIPP契約は下記のとおりである。

運転中

会社	プロジェクト	燃料	容量 (MW)	AF (%)	期間	営業運転日
Perusahaan						
PT Shenhua Guohua Pembangkitan Jawa Bali	PLTU Jawa - 7 Bojonegara (2x1000 MW)	石炭	2000	86%	2021 - 2046	2021年7月8日
PT Bhumi Jati Power	PLTU Jawa - 4 (FTP2) (2x1000 MW)	石炭	2000	86%	2022 - 2047	2022年3月17日
PT Bhimasena Power Indonesia	PLTU Jawa Tengah 1 (2x1000 MW)	石炭	1900	86%	2022 - 2047	2022年8月31日
PT Paiton Energy	PLTU Paiton 1 (2x615 MW)	石炭	1230	85%	2001 - 2041	2001年1月1日

PT Jawa Power	PLTU Paiton 2 (2x610 MW)	石炭	1220	83%	2000 - 2030	2020年11月 1 日
PT Sumber Segara Primadaya	PLTU Jawa - 8 - Cilacap (1x945 MW)	石炭	945	80%	2019 - 2049	2019年11月 9 日
PT Paiton Energy	PLTU Paiton 3 (1x815 MW)	石炭	815	85%	2012 - 2042	2012年 3 月18日
PT Cirebon Electric Power	PLTU Cirebon (1x660 MW)	石炭	660	80%	2012 - 2042	2012年 7 月27日
PT Lestari Banten Energi	PLTU Banten (1x625 MW)	石炭	625	80%	2017 - 2042	2017年3月28日
PT Sumber Segara Primadaya	PLTU Cilacap Ekspansi (1x614 MW)	石炭	614	80%	2016 - 2046	2016年 6 月10日
PT Sumber Segara Primadaya	PLTU Cilacap (2x281 MW)	石炭	562	80%	2007 - 2037	2007年 2 月 1 日
PT General Energy Bali	PLTU Celukan Bawang (2x125 & 1x130 MW)	石炭	380	85%	2015 - 2045	2015年 9 月23日
PT DSSP Power Sumsel	PLTU MT Sumsel - 5 (2x150 MW)	石炭	300	80%	2016 - 2041	2016年12月20日
PT Medco Ratch Power Riau	PLTGU Riau (275 MW)	ガスパイプ	275	60%	2022 - 2042	2022年 2 月10日
Pertamina dan Star Energy Geothermal Ltd	PLTP Darajat Unit 2 & 3	地熱	220	80%	2000 - 2030	2000年 2 月 1 日
PT Bosowa Energi	PLTU Jeneponto (2x125 MW)	石炭	250	80%	2018 - 2048	2018年 4 月 1 日
PT Priamanaya Energi	PLTU MT Keban Agung (2x120 MW)	石炭	240	80%	2016 - 2046	2016年 5 月 1 日
PT Gou Hua Energi Musi Makmur Indonesia	PLTU MT Simpang Belimbing (2x113,5 MW)	石炭	227	80%	2013 - 2043	2013年 2 月27日
Star Energy Geothermal Ltd	PLTP Wayang Windu Unit 1&2	地熱	227	95%	2000 - 2030	2000年 6 月 1 日
PT Bukit Pembangkit Innovative	PLTU MT Banjarsari (2x110 MW)	石炭	220	80%	2015 - 2045	2015年 6 月30日
PT GCL Indo Tenaga	PLTU Kalbar - 1 (2x100 MW)	石炭	200	80%	2021 - 2046	2021年 6 月25日
PT Tenaga Listrik Bengkulu	PLTU Bengkulu (2x100 MW)	石炭	200	80%	2020 - 2045	2020年7月27日
PT SKS Listrik Kalimantan	PLTU Kalteng - 1 / Kalselteng - 1 (2x100 MW)	石炭	200	80%	2020 - 2045	2020年11月 4 日
PT Indonesia Energi Dinamika (INDOEKA)	PLTU Kaltim - 4 (2x100 MW)	石炭	200	80%	2020 - 2045	2020年 4 月14日
PT Graha Power Kaltim	PLTU Kaltim - 2 (FTP2) (2x100 MW)	石炭	200	80%	2020 - 2045	2020年 3 月31日
PT Bosowa Energi	PLTU Jeneponto (2x100 MW)	石炭	200	80%	2012 - 2042	2012年10月31日
PT Tanjung Power Indonesia	PLTU Kalsel - 1 (FTP2) (2x100 MW)	石炭	200	80%	2019 - 2044	2019年12月14日
Star Energy Geothermal Ltd	PLTP Salak Unit 4 - 6	地熱	197	85%	2000 - 2030	2000年12月 1 日
PT Poso Energy	PLTA Poso	水力	315	845.52 GWh/年	2012 - 2042	2012年12月30日
PT Bajradaya Sentranusa	PLTA Asahan	水力	180	1,175 GWh/年	2011 - 2041	2011年 1 月18日

PT Cikarang Listrindo	PLTGU Cikarang Ekspansi (150 MW)	ガスパイプ	150	72%	2011 - 2031	2011年 6 月 1 日
PT Asrigita Prasarana	PLTGU Palembang Timur (150 MW)	ガスパイプ	150	85%	2005 - 2025	2005年12月16日
PT Bekasi Power	PLTGU Bekasi Power	ガスパイプ	119	90%	2013 - 2033	2013年 1 月 5 日
PT Kertanegara Energi Perkasa	PLTGU Senipah (117 MW)	ガスパイプ	117	85%	2015 - 2040	2015年 3 月17日
PT Metaepsi Pejebe Power Generation	PLTGU Gunung Megang (2x40 MW)	ガスパイプ	110	85%	2007 - 2027	2007年11月10日
Sarulla Operations Ltd	PLTP Sarulla 1 Unit 1, 2	地熱	220	90%	2017 - 2047	2017年10月 2 日
Sarulla Operations Ltd	PLTP Sarulla 1 Unit 3	地熱	110	90%	2018 - 2048	2018年 4 月 3 日
PT Minahasa Cahaya Lestari	PLTU Sulut - 3 (2x50 MW)	石炭	100	80%	2021 - 2046	2021年 2 月11日
PT DSSP Power Kendari	PLTU Kendari - 3 (2x50 MW)	石炭	100	80%	2019 - 2044	2019年10月28日
PT Gorontalo Listrik Perdana	PLTU Sulbagut - 1 (2x50 MW)	石炭	100	80%	2021 - 2046	2021年12月31日
PT Malea Energy	PLTA Malea	水力	90	474 GWh/年	2021 - 2051	2021年 7 月 2 日
PT Supreme Energy Rantau Dedap	PLTP Rantau Dedap	地熱	86	90%	2021 - 2051	2021年12月26日
PT Supreme Energy Muara Laboh	PLTP Muara Laboh	地熱	80	90%	2019 - 2049	2019年12月16日
PT UPC Sidrap Bayu Energi	PLTB Sidrap	風力	70	92.5% - 107.5%	2018 - 2048	2018年 4 月 5 日
PT Pertamina Geothermal Energy	PLTP Kamojang Unit 4	地熱	60	90%	2008 - 2038	2008年 1 月26日
PT Energi Bayu Jeneponto	PLTB Tolo	風力	60	92.5% - 107.5%	2019 - 2049	2019年 5 月14日
PT Tanggamus Electric Power	PLTA Semangka	水力	56	278.7 GWh/年	2018 - 2048	2018年 7 月 2 日
PT Indo Ridlatama Power	PLTU MT Kaltim - 1 (2x27,5 MW)	石炭	55	80%	2018 - 2048	2018年12月 1 日
PT Geo Dipa Energi	PLTP Dieng	地熱	55	95%	2002 - 2032	2002年10月11日
PT Geo Dipa Energi	PLTP Patuha	地熱	55	95%	2014 - 2054	2014年 9 月27日
PT Pertamina Geothermal Energy	PLTP Ulubelu Unit 3	地熱	55	90%	2016 - 2046	2016年 7 月26日
PT Pertamina Geothermal Energy	PLTP Ulubelu Unit 4	地熱	55	90%	2017 - 2047	2017年 3 月25日
PT Pertamina Geothermal Energy	PLTP Lumut Balai	地熱	55	90%	2019 - 2049	2019年 9 月 1 日
PT Cahaya Fajar Kaltim	PLTU Embalut Ekspansi (1x50 MW)	石炭	50	87%	2014 - 2039	2014年 8 月14日
PT. Lombok Energy Dynamics	PLTU Lombok Timur (2x25 MW)	石炭	50	80%	2017 - 2042	2017年 4 月10日
PT Rekind Daya Mamuju	PLTU Mamuju (2x25 MW)	石炭	50	80%	2018 - 2043	2018年 9 月18日

Lainnya 523

PLN Batam

PT Dalle Energy Batam	Panaran、バタム島	ガス	86.5	90%	2005 - 2025	2005年12月 1 日
PT Mitra Energy Batam	Panaran、バタム島	ガス	55	84%	2004 - 2034	2004年10月29日
PT Mitra Energy Batam	Panaran、バタム島	ガス	22.2	-	2014 - 2034	2014年 9 月 8 日
PT Tanjung Kasam Power	Tanjung Kasam、バタム島	石炭	110	85%	2012 - 2021	2012年10月25日
PT Energi Listrik Batam	PLTU Kaltim - 2 (FTP2) (2x100 MW)	ガス	70	85%	2016 - 2036	2016年 5 月 1 日
PT Sorik Merapi Geothermal Power	Sorik Marapi #3	地熱	50	90%	2022 - 2052	2022年10月 7 日
合計			20,177			

運転前（開発段階）

番号	会社	プロジェクト	燃料	容量 (MW)	AF ^{b)} (%)	期間 ^{a)}	ステータス
1	PT Indo Raya Tenaga	PLTU Jawa - 9及び10	石炭	2,000	86%	2024 - 2049	建設段階
2	PT Jawa Satu Power	PLTGU Jawa - 1	LNG	1,760	60%	2023 - 2048	建設段階
3	PT Huadian Bukit Asam Power	PLTU MT Sumsel - 8	石炭	1,243	80%	2023 - 2048	建設段階
4	PT Cirebon Energi Prasarana	PLTU Jawa - 1 (FTP2)	石炭	924	86%	2023 - 2048	建設段階
5	PT Shenhua Guohua Lion Power Indonesia	PLTU MT Sumsel - 1	石炭	600	80%	2023 - 2053	建設段階
6	PT North Sumatra Hydro Energy	PLTA Batang Toru	水力	510	47%	2026 - 2056	建設段階
7	PT Meulaboh Power Generation	PLTU Meulaboh 3及び4	石炭	400	80%	2023 - 2048	建設段階
8	PT Kerinci Merangin Hidro	PLTA Merangin	水力	350	41%	2025 - 2055	建設段階
9	PT Sumbangselenergi Sakti Pewali	PLTU MT Sumbagsel - 1	石炭	300	80%	2024 - 2049	建設段階
10	PT Pembangkitan Jawa Bali Masdar Solar Energy	PLTS Terapung Cirata	太陽光	145	17%	2023 - 2053	建設段階
11	PT Supreme Energy Rantau Dedap (SERD)	Rantau Dedap #2	地熱	134	90%	2025 - 2055	探査
12	Star Energy Geothermal Wayang Windu	Wayang Windu #4	地熱	120	90%	2028 - 2058	潜在的
13	PT Sejahtera Alam Energy (SAE)	Baturaden #1	地熱	110	90%	2025 - 2055	探査
14	PT Supreme Energy Rajabasa	Rajabasa #1	地熱	110	90%	2025 - 2055	探査
15	PT Supreme Energy Rajabasa	Rajabasa #2	地熱	110	90%	2029 - 2059	探査
16	PT Supreme Energy Muara Laboh (SEML)	Muara Laboh #2	地熱	140	90%	2025 - 2055	探査

17	PT Sintesa Banten Geothermal	Rawadano #2	地熱	80	90%	2025 - 2055	探査
18	PT Sejahtera Alam Energy (SAE)	Baturaden #2	地熱	75	90%	2025 - 2055	探査
19	Bali Energy Limited (BEL)	Bedugul #2	地熱	55	95%	2030 - 2055	探査
20	Star Energy Geothermal Wayang Windu	Wayang Windu #3	地熱	60	80%	2026 - 2056	探査
21	Bali Energy Limited (BEL)	Bedugul #1	地熱	10	95%	2025 - 2055	探査
22	Geo Dipa Energy	Dieng #2	地熱	55	90%	2025 - 2055	建設段階
23	Geo Dipa Energy	Dieng #3	地熱	55	90%	2028 - 2058	探査
24	Geo Dipa Energy	Dieng #4	地熱	55	90%	2031 - 2061	探査
25	Star Energy Geothermal	Gunung Salak #7	地熱	55	80%	2025 - 2055	探査
26	Pertamina Geothermal Energy	Hululais #1	地熱	55	85%	2025 - 2055	資金調達段階
27	Pertamina Geothermal Energy	Hululais #2	地熱	55	85%	2025 - 2055	資金調達段階
28	PT Medco Cahaya Geothermal	Ijen #1	地熱	55	90%	2024 - 2054	探査
29	PT Medco Cahaya Geothermal	Ijen #2	地熱	55	90%	2026 - 2056	探査
30	PT Pertamina Geothermal Energy	Lumut Balai #2	地熱	55	90%	2024 - 2054	建設段階
31	PT Pertamina Geothermal Energy	Lumut Balai #3	地熱	55	90%	2024 - 2054	潜在的
32	PT Pertamina Geothermal Energy	Lumut Balai #4	地熱	55	90%	2024 - 2054	潜在的
33	PT Geo Dipa Energi	Patuha #2	地熱	55	75%	2025 - 2055	建設段階
34	PT Geo Dipa Energi	Patuha #3	地熱	55	75%	2028 - 2058	探査
35	PT Geo Dipa Energi	Patuha #4	地熱	55	75%	2029 - 2059	潜在的
36	PT Pertamina Geotherma	Sungai Penuh #1	地熱	55	90%	2028 - 2058	潜在的
37	PT Pertamina Geotherma	Sungai Penuh #2	地熱	55	90%	2028 - 2058	潜在的
38	PT Bakrie Darmakarya	Telaga Ngebel #1	地熱	55	90%	2027 - 2057	探査
39	PT Bakrie Darmakarya	Telaga Ngebel #2	地熱	55	90%	2030 - 2057	潜在的
40	PT Bakrie Darmakarya	Telaga Ngebel #3	地熱	55	90%	2030 - 2057	潜在的
41	Geo Dipa Energy	Dieng #5	地熱	50	90%	2025 - 2055	探査
42	Geo Dipa Energy	Dieng #6	地熱	50	90%	2025 - 2055	探査
43	PT Sorik Merapi Geothermal Power	Sorik Marapi #4	地熱	50	90%	2022 - 2051	探査
44	PT Sorik Merapi Geothermal Power	Sorik Marapi #5	地熱	50	90%	2022 - 2051	探査
45	その他 c)			923			
	合計			11,404			

- a) 契約は署名日から効力を生じ、電力の売買は商業運転開始日から20年から30年の間有効である。
- b) AF = 会社が吸収すべき電力供給係数。
- c) 建設中の発電所に係るIPP及び資金調達段階の発電所に係るIPPから構成されるIPPとの契約並びにインドネシアの複数の地域にあり、石炭、地熱及びミニ水力を発電に利用するそれぞれの発電所の発電能力が50MW未満の発電所に係るPPAを表している。

ガス、MF0及び石炭火力発電所のkWhあたりの電力価格は、協定に定められた一定の算定式によって決定され、そのなかには、資本コストの回収、固定運転維持費の支払、燃料費、変動運転維持費の支払いなどが含まれる。地熱発電所の電力価格は、協定に定められた一定の算定式によって決定され、特に従量料金と容量料金が含まれる。

上記のPPAに加え、当グループはオペレーティング・リースのカテゴリーに分類される賃貸契約も締結した。

c. 設備投資

2022年及び2021年12月31日現在、発電所の調達、送電及び配電に関する契約に基づく設備投資の融資総額は次のとおりである。

		2022年度	
		通貨	外貨での金額*)
			百万ルピア相当額
電源開発促進プログラム			
発電所の契約	米ドル	44,599,629	695,397
	ルピア	-	1,268,234
			1,963,631
送電契約		ルピア	-
定期建設契約		米ドル	660,301,216
		ユーロ	195,846,989
		日本円	8,678,537,824
		ルピア	-
		その他**)	10,702
			48,369,039

*) 全額

**) 他の外貨建ての設備投資については、報告日現在の為替レートを用いて米ドル相当額を表示している。

		2021年度	
		通貨	外貨での金額*)
			百万ルピア相当額
電源開発促進プログラム			
発電所の契約	米ドル	45,929,500	655,638
	ルピア	-	1,301,947
			1,957,585
送電契約		ルピア	-
定期建設契約		米ドル	817,364,382
		ユーロ	234,869,272
		日本円	22,542,890,164
		ニュージーランドドル	542,100
		ルピア	-
		その他**)	12
			53,656,418

*) 全額

**) 他の外貨建ての設備投資については、報告日現在の為替レートを用いて米ドル相当額を表示している。

上記金額は、当グループがそれぞれの契約に基づいて行った残りの前払金を含んでいないため、当グループの将来の支払額は減額される。

電源開発促進プログラム

2009年12月23日付インドネシア共和国大統領規則第59号により改正された、2006年7月5日付インドネシア共和国大統領規則2006年第71号に基づき、政府は当公社に対し、インドネシア国内の42箇所に石炭火力PLTUsを建設することを命じた。これには、ジャワ・バリ州の10箇所の発電所（総容量7,490MW）とジャワ・バリ州以外の32箇所の発電所（総容量2,769MW）が含まれる。

発電所の契約

2022年12月31日までに、当公社は37件のEPC契約を締結した。この契約には、ジャワ・バリ州の10件の発電所（総容量7,490MW）とジャワ・バリ州以外の27件の発電所（総容量2,489MW）が含まれる。当該契約に基づき、当公社は契約者に対して契約金額の約15%に相当する頭金を支払う義務を負い、残りの85%は銀行からのクレジット・ファシリティにより調達される予定である。

2022年12月31日までに、当公社は35件のEPC契約に対して、頭金876,217,780米ドル（全額）及び4,790,016百万ルピアの支払いを建設仮勘定としてそれぞれ計上した（注6）。当該頭金は、電源開発促進プログラムのために発行された保証付ノートの手取金及び融資枠の引出によって賄われる。

送電契約

送電契約は、ジャワ及びジャワ以外の送電・変電所を整備・新設する契約である。これらのプロジェクトの資金は、当公社の自己資金及び銀行からの融資枠の引出によって賄われる。

定期建設契約

通常の建設のための設備投資契約は、追加の発電所並びに送配電網の開発のために締結されたプロジェクト契約を表す。これらのプロジェクトは、オフショア融資、補助金及び州予算からの投資プロジェクトを通じて、当公社の自己資金及びその他の外部資金によって資金調達される。

d. 未使用の融資枠

ツー・ステップ・ローン

通貨	外貨での金額*)	百万ルピア相当額
米ドル	610,000,000	9,511,120
日本円	3,419,397,366	403,338
合計		9,914,458

*) 全額

2022年及び2021年12月31日現在、9,547,463百万ルピア及び4,717,771百万ルピアに相当するそれぞれの未使用の融資枠は年率0.10% - 0.25%及び年率0.10%の手数料を負担しているのに対し、それぞれ366,815百万ルピア及び1,469,117百万ルピアの残りの融資枠は手数料を負担していない。これらの融資枠は2022年から2028年の間に支払期限が到来する予定である。

電源開発促進プログラムに関連しない融資契約

本連結財務書類の完成日までの電源開発促進プログラムに関連しない融資枠の詳細は下記のとおりである。

番号	融資を受けた債権者及び プロジェクト	最大融資枠*)	未使用の 融資枠*)	契約日	期間**) / 年
米ドル建て融資枠					
1	JBIC PLTU Lontar Extension Facility Tr.A	108	20	2016年 3 月14日	16
2	JBIC PLTU Lontar Extension Facility Tr.B	72	13	2016年 3 月14日	16
3	IDB 配電網改良プロジェクト	330	127	2017年 1 月10日	15
4	JBIC PLTU Kalselteng 2 Facility Tr. A	53	31	2017年 6 月20日	15
5	JBIC PLTU Kalselteng 2 Facility Tr. B	36	21	2017年 6 月20日	15
6	クレディ・アグリコル・CIB・ バリ PLTGU Muara Tawar	280	51	2017年11月 8 日	15
7	HSBC PLTGU Tambak Lorok III	214	88	2018年 2 月19日	15
8	ADB ADB 4009 - INO - RBL KMP	600	324	2020年12月 8 日	20
9	AIIB AIIB L0292A - 東ジャワ及びバリ配電	310	213	2021年 2 月10日	20
10	ADB ADB 4164 - INO - SREAP 西及び中央ジャワ	600	450	2021年12月31日	20
11	バンクDBSインドネシア（エージェント） グリーン・ローン - DBS 2022 - オンショア	750	750	2022年12月23日	5
合計（米ドル）		3,353	2,088		
ユーロ建て融資枠					
1	AFD Trans GIS	71	6	2015年 5 月 7 日	15
2	KfW Bangkanai Peaker	83	3	2017年 9 月15日	11
3	KfW Kumbih発電所	85	83	2017年12月15日	15
4	BGK PLTU Lombok FTP - 2	81	19	2018年 2 月21日	15
5	KfW 地熱エネルギー・プログラム	150	149	2018年10月11日	15
6	KfW Bakaru I + II 水力発電プロジェクト	225	223	2019年 9 月 5 日	14
7	KfW 1000島への電力供給のための再生可能 エネルギー・プログラム	70	69	2019年 9 月 5 日	14
8	みずほ銀行 Riau Peaker - Finnveraカバー・ ファシリティ	85	85	2020年 3 月13日	12

10	KfW KfW 29069 - RBL - SNT	255	126	2020年12月 8 日	15
11	持続可能な水力発電プログラム I - サワ ンガン水力発電所 (HPP)	58	58	2022年12月22日	15
	合計 (ユーロ)	1,163	821		

円建て融資枠

1	JBIC PLTU Lontar	16,430	1,591	2016年 3月14日	16
2	JBIC PLTU Kalselteng 2	16,939	10,259	2017年 6月20日	15
	合計 (円)	33,369	11,850		

ルピア建て融資枠

1	BRI 設備投資シンジケート・バンク・ローン 2018 PKS 6 - JBT	4,506,787	2,246,261	2018年11月14日	10
2	BRI 運転資金ファシリティ・スタンドバイ・ ローン (リボルビング)	25,000,000	25,000,000	2022年 6月21日	1
3	BNI (シンジケート・エージェント) PLTU及びPLTMGフェーズ Iの11プロジェク ト	5,071,000	1,362,275	2019年12月18日	10
4	BSI (シンジケート・エージェント) PLTU及びPLTMGフェーズ IIの4プロジェク ト	2,846,000	1,577,382	2019年12月18日	10
5	BCA(バイラテラル) 企業向け貸付BCA 2019 - リボルビング	2,000,000	2,000,000	2022年 9月 6 日	1
6	バンク・ダナモン 運転資金ファシリティ2019 - ダナモン - シャリーア・リボルビング・ファシリティ	2,000,000	2,000,000	2022年12月12日	1
7	UOB 運転資金ファシリティ2021 - UOB - リボル ピング・ファシリティ	1,000,000	1,000,000	2022年 2月11日	1
8	HSBCインドネシア 運転資金ファシリティ2021 - HSBC - リボル ピング・ファシリティ	1,400,000	1,400,000	2022年 4月22日	1
9	ムアマラット ムシャラカ・ファイナンス2022 - ムアマ ラット - リボルピング・ファシリティ	1,000,000	1,000,000	2022年 2月21日	1
10	バンク・メイバンク・インドネシア ムシャラカ・ファイナンス2022 - ムアマ ラット - リボルピング・ファシリティ	1,000,000	1,000,000	2022年 3月14日	1
11	LPEI 運転資金ファシリティ2021 - LPEI - リボル ピング・ファシリティ	3,500,000	3,500,000	2021年12月20日	2
12	DKI銀行 運転資金ファシリティ2022 - DKI銀行 - リ ボルピング・ファシリティ	1,000,000	1,000,000	2022年 3月28日	1

13	MUFG銀行 運転資金ファシリティ2022 - MUFG銀行 - リ ボルピング・ファシリティ	1,000,000	1,000,000	2022年4月6日	1
14	マンディリ銀行 運転資金ファシリティ2022 - マンディリ銀 行 - リボルピング・ファシリティ	1,000,000	1,000,000	2022年8月23日	1
15	PTバンクQNBインドネシアTbk 運転資金ファシリティ2022 - バンクQNB - リボルピング・ファシリティ	500,000	500,000	2022年9月21日	1
16	BNI 運転資金ファシリティ2022 - BNI - リボル ピング・ファシリティ	1,308,607	1,308,607	2022年11月30日	1
17	BCA (シンジケート・エージェント) 企業向け貸付2022	10,600,000	10,600,000	2022年12月9日	10
18	CIMBニアガ銀行 企業向け貸付2022シャリーア	900,000	900,000	2022年12月9日	10
19	バンク・ブコピン 企業向け貸付2022 (バイラテラル)	300,000	300,000	2022年12月9日	10
20	PTバンクSBI 企業向け貸付2022 (バイラテラル)	200,000	200,000	2022年12月9日	10
21	PTベルマタ銀行 (シンジケート・エージェ ント) バンクローン・シンジケート2022 PKS 4 Syariah PLTU Timor 2x5 MW Tahap III	2,750,000	2,750,000	2022年12月8日	10
	合計 (ルピア)	68,882,394	61,644,525		

*) 単位:百万

**) 猶予期間を含む。

年利率	2022年	2021年
ルピア	3.30% - 5.32%	3.44% - 6.50%
米ドル	0.67% - 5.99%	0.66% - 4.41%
日本円	1.58% - 1.73%	0.60% - 1.74%
ユーロ	0.28% - 4.28%	0.84% - 2.10%

e. 運用及び保守プログラム

発電機の性能を一定レベルまで向上・回復させるため、当社は請負業者と運転・保守契約を締結している。契約の支払いは固定部分と変動部分から成る。請負業者は一定の目標を達成しなければならず、これらの目標が達成されない場合はペナルティが課せられる。固定部分に関する請負業者との契約は下記のとおりである。

発電所	請負業者	ルピアに相当する 契約額 (百万ルピア)	期間
PLTU Tanjung Jati B	PT Komipo Pembangkitan Jawa Bali	1,311,706	2011 - 2032年
PLTU Tanjung Jati B	コンソーシアムFortum Service OY及びPT Medco Energy	624,943	2005 - 2029年
合計		1,936,649	

f. 偶発事象

() 2018年8月29日、当社は、国際商業会議所 (以下「ICC」という。) において、申立人であるPT カリマンタン・ジャワ・ガス (以下「KJG」という。) から第一被告であるPCMリア Ltd. (以

下「PCML」という。)及び第二被告である当公社に対する仲裁の申立てを受けた。この申立ては、荷主・売主としてのPCML、輸送業者としてのKJG、オフテイク・買主としての当公社の間で締結されたガス輸送契約(以下「GTA」という。)に関し、ガス輸送量が最低合意量に満たないため、PLTGUタンバク・ロロクへのガス輸送費の支払不足があったことに関する紛争である。

申立人は、2018年4月以降に当公社が申立人の請求書から控除した金額を返金するよう、又はPCMLが2016年から2019年までのシップ・オア・ペイ(以下「SOP」という。)144,536,677米ドル(全額)に加え(裁定前後の)費用について支払うよう求めている。本連結財務書類の完成日に至るまで、本件はICCにおいて係属中である。

経営陣は、合意したガス量を供給できなかったことは当公社の過失ではなく、PCMLが合意した最低ガス量に従ってガスを供給しなかったPCMLの過失によるものであるとの法的事実に基づき、当公社は有利な立場にあると考えている。また、KGLと当公社は、ICCの決定にかかわらず、KJGが2016年から2019年のSOPの支払いについて当公社を免責することに合意している。したがって、本件に関しては引当金の計上を要しない。

- () 2018年5月31日、コンソルシウム・キナルヤ・リマン・マルガセタ(Konsorsium Kinarya Liman Margaseta)(以下「KKLM」という。)は、IP及びPGNとの間の紛争解決のための仲裁申立てを、インドネシア仲裁委員会(Indonesian National Arbitration Agency)(以下「BANI」という。)に対して行った。紛争の原因は、IPがPLTGUブリオクでのガス燃料供給施設のリースを終了したことにあった。KKLMは172,273百万ルピアの賠償をKKLMに支払うようIPに要求した。

2019年から2022年の一連の訴訟手続きの後、両当事者は2022年9月8日に南ジャカルタ地方裁判所登録所において、当公社については2022年第399.Pj/060/IP号、KKLMについては2022年第001/KKLM/IX号の和解契約書に署名することに合意した。

IPは129,000百万ルピアの和解金を支払った。和解契約に関し、IPは損益のその他の費用に計上された87,446百万ルピアの引当金を2021年に計上し、41,554百万ルピアの追加費用が2022年において損益のその他の費用として計上された。

上記の和解合意後、KKLMとの訴訟における全捜査は停止した。

- () 2018年11月、PLN BatamとPTエネルギー・リストラク・バタム(PT Energi Listrik Batam)(以下「ELB」という。)間の電力購入変更契約の実施に関するガスの供給に係る紛争があった。当該紛争について、ELBはBANIを通じて仲裁訴訟を提起したが、バタム地方裁判所はこれを取り消した。2022年1月25日、ELBはバタム地方裁判所による取消しについて、最高裁判所へ上訴した。

2022年7月5日、最高裁判所は本件に判決を下し、PLN Batamが提出した取消しの請願書を却下し、BANIの仲裁判決を支持した。

2023年3月6日、最高裁判所判決2022年第996B/Pdt.Sus.Arbit号の和解及び履行の合意を通じて、PLN BatamはELBに対し77,389百万ルピアの賠償金を支払うこととなった。2023年3月31日、賠償金の支払がPLN Batamにより行われた。

- () 2020年6月24日、当公社はBANIにおいて、ガス売買契約並びに最低ガス量又はテイク・オア・ペイ(以下「TOP」という。)及び最低ガス分配量又はSOPの支払義務に関する相互合意の実行に係る紛争について、PTスムセル・エネルギー・ゲミラン(PT Sumsei Energi Gemilang)(以下「SEG」という。)による仲裁申立てを受けた。

申立人による請求額は、2015年から2019年までのTOPおよびSOP31,523,588米ドル(全額)であった。2021年5月3日、BANIは当公社が原告に27,021,871米ドル(全額)の賠償金を支払うことを決定した。2021年6月22日、当公社は南ジャカルタ地方裁判所にBANI仲裁判断の取消を求める申立書を提出した。

2021年10月11日、南ジャカルタ地方裁判所は当公社が提訴した登録番号第555/Pdt.Sus-Arbit/2021/PN.Jkt.Sel号の訴訟について、2021年5月3日付の仲裁判断第43037/VI/ARB-BANI/2020号を取り消す判決を下した。2021年10月21日、SEGは最高裁判所に同判決の取消を求めて上訴した。

2022年4月14日に、最高裁判所は13,510,935米ドル(全額)又は210,662百万ルピア相当にBANIの仲裁判断の価額を減額し、取消の請願書が裁判所に登録された後10年以内に段階的に支払うことができる判決を本件に下した。当公社は連結損益のその他の費用として計上された、210,662百万ルピアの引当金を2022年に計上している。

- () 2021年4月29日、当公社に対し、原告のインセ・バハルディン(Ince Baharudin)及びインセ・ラマワティ(Ince Rahmawati)が、マカッサルのラティモジョン(Latimojong)通りに位置する

当公社の土地に関して、マカッサル地方裁判所に訴訟（登録番号：No. 152/Pdt.G/2021/PN.Mks）を提起した。原告は、問題となっている土地の当公社の管理から生じた主要な損失として432,647百万ルピア、また、それ以外の損失として約200,000百万ルピアについて申立てを行った。原告は、当公社に対し、土地を明渡し、原告に引き渡すよう要求した。経営陣は、オランダの電力会社（NV OGEM）の国有化に起因する土地の所有権を証明する文書を当公社が保有していることから、当公社が有利な立場にあると考えている。

2022年2月3日、マカッサル地方裁判所は原告の請求を全面的に否認する決定を下した。2022年2月16日、原告はマカッサル高等裁判所へ控訴した。

2022年9月8日、マカッサル高等裁判所はその訴えについて、2023年1月25日付マカッサル州裁判所の所長の書簡に基づき、マカッサル地方裁判所の決定（登録番号152/Pdt.G/2021/PN.Mks）を支持する決定を下し、控訴が確定した。

(vi) 2016年10月25日、当公社はPLTMNカルセル・ピーカー200MW(PLTMG Kalsel Peaker 200 MW)建設に関する土地取得に関連して北ジャカルタ地方裁判所において原告であり、PTバリト・ジャヤ（PT Barito Jaya）のコミサリスでもあるポー・ソー・ファン（Poe Soe Fang）氏により提起された訴訟（登録番号：501/Pdt.G/2016/PN.JKT.UTR）に直面した。原告は、被告1でありPTバリト・ジャヤの取締役社長のエディ・カルトノ（Edy Kartono）が18,321百万ルピアで以前同意していた公共用地の取得に関して191,386百万ルピアの賠償を申し立てた。原告は18,321百万ルピアではなく、191,386百万ルピアの賠償金を当公社から得るために請求を行った。

2018年10月23日、北ジャカルタ地方裁判所は原告の請求全体を認めないと決定した。2018年11月1日、原告は北ジャカルタ高等裁判所に控訴し、2019年5月7日に控訴の覚書を送付した。

当公社は2019年11月15日に控訴の反論覚書を提出した。

本連結財務書類の完成日に至るまで、本件は北ジャカルタ高等裁判所において係属中である。

(vii) 2022年6月7日、当公社は、PLTAトンセア・ラマ（PLTA Tonsea Lama）の土地所有権に関して、トンダノ地方裁判所において原告のロニー・ロチンスル・ツメンコル（Ronny Rotinsulu Tumengkol）により提起された訴訟（登録番号：172/Pdt.G/2022/PN.Tnn）に直面した。原告は409,560百万ルピアの賠償を請求し、トンシー・ラマの土地境界線帳簿第829号80頁の形により所有権が証明されている15,000²の土地がアルマルフム・ヘンドリック・ネルワン（Almarhum Hendrik Nelwan）名義であることを主張した。

2023年4月5日、トンダノ地方裁判所は原告の請求は認められないと宣言することを決定した。2023年4月26日、原告はマナド高等裁判所に控訴し、控訴の覚書を送付した。

() また、当グループは、当グループの送配電設備のいくつかの分野における金額的に重要でない損失補償請求、当グループの従業員との紛争、並びに需要家及びサプライヤーとの間で事案に直面している。重要でない請求及び補償金について、当グループは適用ある法令の定めに従ってフォローアップを行っている。経営陣は、かかる請求は重要ではなく、当グループの経営に重大な影響を及ぼさないと考えている。

本連結財務書類の完成日に至るまでに、上記訴訟の結果を確実に予測することができないか、又は当グループには上記訴訟の有力な根拠があるため、当社グループは、係属中若しくはそのおそれのある訴訟において不利な決定が下されること又はそのために何らかの支払いを要することになって、も当社の財政状態又は業績に重大な悪影響を及ぼす可能性は低いと考えている。

55. 金融商品、金融リスク及び資本リスク管理

a. 金融商品のカテゴリー及びクラス

2022年12月31日現在、当グループは、合計107,257,219百万ルピア（2021年度は、97,430,298百万ルピア）の現金及び現金同等物、売掛債権、政府に対する債権、その他の債権、関係当事者に対する債権、制限付現金及び短期投資を、償却原価で金融資産に分類し、107,068百万ルピア（2021年度は0百万ルピア）の当グループにより分類されたデリバティブ資産を、純損益を通じて金融派生商品として分類した。

2022年12月31日現在、当グループは、合計500,422,267百万ルピア（2021年度は、511,506,237百万ルピア）の買掛金、未払費用、需要家保証金、プロジェクト費用未払金、ツー・ステップ・ローン、政府及びノンバンク政府系金融機関借入金、リース負債、銀行借入金、債券及びスクー・イジャラ、購入電力費未払金、KIK-EBA借入金、関係当事者未払金並びにその他の支払債務を、償却原価で計上された金融負債に分類し、0ルピア（2021年度は、107,271百万ルピア）のデリバティブ負債は、当グループが損益を通じて金融派生商品として分類した。

b. 自己資本リスク管理

当グループは、継続企業として事業を続け、自己資本比率の条項を確実に遵守できるよう自己資本リスクを管理している。当グループの資本構成は、負債（注記24、25、26、27、28及び29）並びに資本金（注記21）、利益剰余金及び払込剰余金（注記22）からなる親会社株主に帰属する持分で構成されている。

当社の取締役は、当グループの資本構成を定期的に見直す。この見直しの一環として、取締役会は資本コスト及び関連リスクを検討する。

当社の貸付契約は、とりわけ、自己資本比率及び自己資本規制比率に対する一定の債務の履行を要求している。経営陣は定期的にそのような要件を監視して、当社の貸付金に債務不履行がないことを確認している。

当グループは、その価値を最大化するために、負債コストを最小限に抑えることを目指している。したがって、当グループは、その資金調達方針において、将来発生する可能性のある財務上のリスクを常に考慮に入れている。

c. 財務リスク管理の目的及び方針

当グループの財務リスク管理の目的及び方針は、市場リスク（為替リスクと金利リスクを含む。）、信用リスク及び流動性リスクへのエクスポージャーを管理しつつ、事業の運営及び発展のために十分な財務資源を確保することである。当グループは、取締役が承認した方針の範囲内で業務を行っている。

当グループは、これらのリスクを管理するために、リスク管理サブ部門（以下「リスク管理サブ部門」という。）を設置し、リスク管理の方針、枠組み、実施ガイドライン及び必要なリスク管理体制を整備し、当グループの環境におけるリスク管理の実施を保証している。また、当サブ部門は、当グループの経営陣に対する早期の警告として、戦略的リスク特性を促進するために設立された。リスク管理サブ部門は、財務担当取締役の説明責任を負う。

当グループでは、リスクを戦略リスク、財務リスク、業務リスク、プロジェクトリスク、コンプライアンスリスクの5つに分類し、リスク分類を定めている。財務リスクには、市場リスク（為替リスクと金利リスクを含む。）、信用リスク及び流動性リスクが含まれる。リスク管理にあたっては、当グループはリスクレベルに応じた優先順位付けを行っている。リスクレベルは、発生の可能性レベル及び潜在的な影響の規模によって決定される。

財務リスクに関連して、当グループは、ヘッジ取引に関する経営陣の方針を定めている。SOEとして、そのようなヘッジプログラムの実施中に生じる可能性のある問題を回避するために、承認された管理方針が非常に重要である。全てのデリバティブは、公正価額で連結財務書類に計上されている。公正価額は、報告日のブルームバークのレートを用いて市場価値に基づいて決定されている。デリバティブ契約に係る資産及び負債は、未実現損益の金額で計上される。当グループのデリバティブ契約は、FVTPLで測定される金融資産に分類される。これらの取引は、トレーディングを目的としたものではなく、為替リスクの軽減を目的としたものであり、当グループの報告期間の1か月から3か月以内に支払うべき元本及び利息の支払のための外貨流動性の確保を目的としている。金融商品の分類区分については、金融資産及び負債の会計方針に関する注記3を参照のこと。当グループはこれらの取引にヘッジ会計を適用していない。

為替リスク管理

当グループは、外貨建の様々な取引及び資金調達を行っている。したがって、為替レートの変動に対するエクスポージャーが存在する。

当グループは、市場の見通しを総合的に把握するために、インドネシア銀行と定期的に協議を行っている。当グループは、この見通しを内部の財務予測に織り込み、必要な外貨建商品を適時に購入することにより、為替エクスポージャーを軽減するための協調戦略を策定した。

当グループの報告日現在の外貨エクスポージャーは注記52に記載されている。

為替感応度

下記の表は、関連する為替に対するルピアの10%増減に対する当グループの感応度の詳細について説明している。この10%の増減は、経営陣が、現在の経済状況を考慮して、為替レートの合理的に可能な変化を評価したものである。感応度分析には、税引後の未払外貨建貨幣項目が含まれ、為替レートの10%の変動に対して年末にその換算が調整される。

	税引後利益への影響*)							
	2022年度							
	(百万ルピア)							
	米ドル		日本円		ユーロ		その他**)	
	10%	- 10%	10%	- 10%	10%	- 10%	10%	- 10%
金融資産								
関係当事者に対する債権	111,223	(111,223)	-	-	-	-	-	-
制限付現金及び定期預金	87,706	(87,706)	272,087	(272,087)	-	-	-	-
現金及び現金同等物	651,159	(651,159)	15,612	(15,612)	11,573	(11,573)	11,260	(11,260)
金融資産合計	850,088	(850,088)	287,699	(287,699)	11,573	(11,573)	11,260	(11,260)
金融負債								
ター・ステップ・ローン	(1,195,238)	1,195,238	(1,381,960)	1,381,960	(14,356)	14,356	-	-
リース負債	(46,278)	46,278	(358,864)	358,864	-	-	-	-
銀行借入金及びミディアム・ターム・ノート	(6,051,801)	6,051,801	(729,468)	729,468	(1,248,464)	1,248,464	-	-
債券	(12,390,781)	12,390,781	(179,411)	179,411	(1,295,471)	1,295,471	-	-
購入電力費未払金	(486,778)	486,778	-	-	-	-	-	-
その他の支払債務	(166,443)	166,443	(24,695)	24,695	(33,480)	33,480	-	-
プロジェクト費用未払金	(46,211)	46,211	(47,650)	47,650	(3,146)	3,146	-	-
買掛金	(1,628,876)	1,628,876	-	-	-	-	(13,717)	13,717
未払費用	(221,287)	221,287	(58,220)	58,220	(8,731)	8,731	-	-
金融負債合計	(22,233,693)	22,233,693	(2,780,268)	2,780,268	(2,603,648)	2,603,648	(13,717)	13,717
合計、純額	(21,383,605)	21,383,605	(2,492,569)	2,492,569	(2,592,075)	2,592,075	(2,457)	2,457

*) 借入費用の資産化の影響を考慮しない。

**) 他の外貨建ての数値は、報告日現在の為替レートで米ドル相当額で表示されている。

	税引後利益への影響*)							
	2021年度							
	(百万ルピア)							
	米ドル		日本円		ユーロ		その他**)	
	10%	- 10%	10%	- 10%	10%	- 10%	10%	- 10%
金融資産								

関係当事者に対する債権	99,382	(99,382)	-	-	-	-	-	-
制限付現金及び定期預金	69,565	(69,565)	315,093	(315,093)	-	-	-	-
現金及び現金同等物	547,805	(547,805)	14,373	(14,373)	25,788	(25,788)	3,935	(3,935)
金融資産合計	716,752	(716,752)	329,466	(329,466)	25,788	(25,788)	3,935	(3,935)
金融負債								
ツー・ステップ・ローン	(1,228,364)	1,228,364	(1,463,629)	1,463,629	(15,986)	15,986	(2,098)	2,098
リース負債	(47,933)	47,933	(607,577)	607,577	-	-	-	-
銀行借入金及びミディアム・ターム・ノート	(6,701,182)	6,701,182	(829,855)	829,855	(1,118,667)	1,118,667	-	-
債券	(11,339,408)	11,339,408	(224,191)	224,191	(1,257,890)	1,257,890	-	-
購入電力費未払金	(481,163)	481,163	-	-	-	-	-	-
その他の支払債務	(285,948)	285,948	(52,157)	52,157	(65,038)	65,038	-	-
プロジェクト費用未払金	(6,995)	6,995	(611)	611	(227)	227	-	-
買掛金	(1,811,430)	1,811,430	-	-	-	-	(14,996)	14,996
未払費用	(176,478)	176,478	(73,743)	73,743	(7,807)	7,807	(18)	18
金融負債合計	(22,078,901)	22,078,901	(3,251,763)	3,251,763	(2,465,615)	2,465,615	(17,112)	17,112
合計、純額	(21,362,149)	21,362,149	(2,922,297)	2,922,297	(2,439,827)	2,439,827	(13,177)	13,177

*) 借入費用の資産化の影響を考慮しない。

**) 他の外貨建ての数値は、報告日現在の為替レートで米ドル相当額で表示されている。

金利リスク管理

当グループは、固定金利及び変動金利で取引を実施している。変動金利での取引はキャッシュ・フロー金利リスクにさらされている。当グループは、固定金利で借入を行うことにより、公正価額の金利リスクにさらされている。当グループは、固定金利借入と変動金利借入を適切に組み合わせてリスクを管理している。

金利感応度

下記の感応度分析は、当グループの報告日現在の税引後の未払金融商品の金利に対するエクスポージャーに基づいて決定されている。この分析は、報告期間末日現在の資産及び負債の残高が通年で未払であると仮定して作成されている。感応度分析では、他の全ての変数を一定に保ちながら、関連する金利が50ベースポイント（以下「bp」という。）増減すると仮定している。50bpの増減は、現在の経済状況を考慮した後、合理的に考えられる金利の変動に関する経営陣の評価を表している。

	税引後利益への影響	
	2022年度	
	+50 bp	- 50 bp
	百万ルピア	百万ルピア
金融資産		
現金及び現金同等物	200,826	(200,826)
制限付現金及び定期預金	18,552	(18,552)
短期投資	2,080	(2,080)

収益 / (損失) 小計	221,458	(221,458)
金融負債		
ツーク・ステップ・ローン	(129,574)	129,574
銀行借入金	(597,351)	597,351
(損失) / 収益小計	(726,925)	726,925
(損失) / 収益合計	(505,467)	505,467

税引後利益への影響
2021年度

	+50 bp 百万ルピア	- 50 bp 百万ルピア
金融資産		
現金及び現金同等物	148,042	(148,042)
制限付現金及び定期預金	19,766	(19,766)
短期投資	1,161	(1,161)
収益 / (損失) 小計	168,969	(168,969)
金融負債		
ツーク・ステップ・ローン	(135,504)	135,504
銀行借入金	(650,939)	650,939
(損失) / 収益小計	(786,443)	786,443
(損失) / 収益合計	(617,474)	617,474

信用リスク管理

信用リスクとは、取引相手が契約上の債務不履行に陥り、当グループに損失が生じるリスクである。当グループは、政府に代わってPSOを履行する会社として、支払能力の有無にかかわらず、全ての需要家にサービスを提供する義務を負っている。当グループは、債権が回収不能となるリスクを最小限に抑えるため、需要家から保証金を預かり、需要家が3か月を経過しても期日までに支払を実施しない場合には、当該需要家への電力供給を停止し、当グループの信用リスクを最小限に抑える。現金及び現金同等物については、1行に多額の資金が集中することを避けるため、当グループは複数の銀行に分散して保有している。

連結財務書類に計上されている金融資産の簿価から損失引当金を控除した金額は、当グループの信用リスクに対するエクスポージャーを表している。詳細については、注記55.aを参照すること。

2022年12月31日現在、信用リスクによる最大エクスポージャー合計は107,248,068百万ルピア（2021年度は、97,421,430百万ルピア）であった。信用リスクは、銀行預金、定期預金、売掛債権、政府に対する債権、その他の債権、関連当事者に対する債権、制限付現金及び短期投資から生じる。

売掛債権の信用力

当グループは、その売掛債権が地理的に複数の地域に広がっている、小売及び工業の様々な需要家を含む多様な産業にわたって分散しているため、信用力リスクの重大な集中はないと考えている。また、当グループは売掛債権について継続的に信用評価を実施している。売掛債権の回収期間及び減損の詳細については、注記15を参照のこと。

政府に対する債権の信用力

当グループは、政府に対する債権はインドネシア共和国政府から回収されるため、期限内に全額回収できると考えている。当グループは、政府による債務不履行のリスクはないと考えている。

銀行預金、定期預金、制限付現金の信用力

当グループは、銀行預金、定期預金、制限付現金は、信用格付の高い、又は銀行の信用状態が良好な取引先に預託している。したがって、当グループは、これらの金融資産の信用リスクは小さいと考えている。これらの取引相手には、大手金融機関及びS0Esが含まれる。

その他の債権の信用力

その他の債権は、当グループの関係当事者並びに従業員から回収される。したがって、当グループは、これらの債権の回収可能性を綿密に監視できる。当グループの、これらの金融資産の過去の回収率は良好である。

流動性リスク管理

流動性リスクとは、当グループが、現金その他の金融資産の受渡しにより決済される金融負債に係る債務の履行が困難となるリスクを指す。流動性リスク管理の最終的な責任は、当グループの経営、短期、中期及び長期の資金調達並びに流動性管理に関する適切な流動性リスク管理体制を構築している取締役にある。当グループは、予測キャッシュ・フローや実際のキャッシュ・フローを継続的に監視するとともに、金融負債の満期構成に応じて十分なキャッシュ・フロー、準備金、金融機関及び予備借入枠を維持することにより、流動性リスクを管理している。

また、当グループは、十分な現金、現金同等物及び短期投資を保有しており、これらは、予期せぬ現金回収の中断が生じた場合には、容易に換金することができる。

下記の表は、契約満期日までの残存期間に基づき、報告日における当グループの金融負債を関連する満期日のグループに分類したものである。表中の金額は、支払利息の見積りを含む契約上の割引前キャッシュ・フローを表している。

	2022年度				
	1年未満 百万ルピア	1年以上3年未満 百万ルピア	3年以上5年未満 百万ルピア	5年以上 百万ルピア	合計 百万ルピア
金融負債					
ツー・ステップ・ローン	4,158,660	11,452,687	6,742,774	16,299,071	38,653,192
政府及びノンバンク 政府金融機関借入金	927,625	2,427,188	-	-	3,354,813
リース負債	5,230,840	3,680,822	2,166,817	6,904,222	17,982,701
銀行借入金	37,581,237	76,433,576	25,628,730	42,756,881	182,400,424
債券及びスクーク・ イジャラ	15,595,849	47,781,747	59,996,183	236,847,792	360,221,571
購入電力費未払金	916,810	1,833,619	1,833,619	3,757,672	8,341,720
買掛金	51,083,262	-	-	-	51,083,262
需要家保証金	16,539,411	-	-	-	16,539,411
プロジェクト費用未払金	2,096,511	-	-	-	2,096,511
未払費用	7,353,802	-	-	-	7,353,802
その他の支払債務	13,016,633	671,526	-	-	13,688,159
合計	154,500,640	144,281,165	96,368,123	306,565,638	701,715,566

	2021年度				
	1年未満 百万ルピア	1年以上3年未満 百万ルピア	3年以上5年未満 百万ルピア	5年以上 百万ルピア	合計 百万ルピア
金融負債					
ツー・ステップ・ローン	3,827,187	10,331,657	6,745,508	17,987,738	38,892,090
政府及びノンバンク 政府金融機関借入金	976,953	2,545,313	769,688	-	4,291,954
リース負債	5,849,483	6,833,464	2,413,090	5,268,722	20,364,759
銀行借入金	31,604,720	88,290,611	28,610,621	33,763,893	182,269,845
債券及びスクーク・ イジャラ	17,852,937	47,809,367	43,615,649	241,519,998	350,797,951
購入電力費未払金	839,017	1,678,034	1,678,034	4,277,846	8,472,931
KIK-EBA借入金	603,560	-	-	-	603,560
買掛金	47,904,756	-	-	-	47,904,756
需要家保証金	15,584,069	-	-	-	15,584,069
プロジェクト費用未払金	114,546	-	-	-	114,546
デリバティブ負債	107,271	-	-	-	107,271
未払費用	6,528,616	-	-	-	6,528,616
その他の支払債務	20,498,505	466,379	-	-	20,964,884
合計	152,291,620	157,954,825	83,832,590	302,818,197	696,897,232

経営陣は、当グループが十分な予備の融資枠を有していること、借入金の返済に対する政府保証があること及びインドネシア政府からの電力供給に対する補助金収入があることから、流動性の問題はないと考えている。

d. 金融商品の公正価額

公正価額は、知識ある自発的な当事者間で独立第三者間取引により交換される資産又は決済される負債の金額である。

金融資産及び金融負債の公正価額は、当該公正価額を認識、測定又は開示する目的で推測される。

SFAS第68号「公正価額測定」は、下記の公正価額測定ヒエラルキーによって公正価額測定を開示するよう求めている。

- 活発な市場における同一の資産又は負債の（未調整）相場価格（レベル1）
- レベル1に含まれる相場価格以外のインプットで、当該資産又は負債について直接（つまり、価格として）又は間接（つまり、価格から生成する）に観察可能なもの（レベル2）。
- 観察可能な市場データに基づかない資産又は負債のインプット（つまり、観察不能なインプット）（レベル3）。

下記の表は当グループによって公正価額で表示されていない金融負債の帳簿価額を表している。

	2022年		2021年度	
	帳簿価額 百万ルピア	公正価額 百万ルピア	帳簿価額 百万ルピア	公正価額 百万ルピア
償却原価で測定する負債				
ツー・ステップ・ローン	33,184,714	32,314,374	34,699,205	34,790,895
政府及びノンバンク 政府金融機関借入金	3,354,591	3,050,783	4,399,914	4,055,147

債券及びスクーク・イジャラ	201,334,421	190,047,327	193,155,035	216,805,824
銀行借入金	152,410,118	151,549,712	165,886,409	167,078,254

ツー・ステップ・ローン及び銀行借入は変動金利の金融負債であるため、金融負債の帳簿価額は公正価額に近似している。

固定金利の借入金の一部は、金融負債の帳簿価額が公正価額を表していないため、2022年及び2021年12月31日現在、報告日における信用調整後市場金利に基づく金利で、割引キャッシュ・フローを用いて借入金の公正価額を測定している。上記の金融商品の公正価額は、公正価額のヒエラルキーにおいてレベル2の公正価額に分類されている。

未払債券の公正価額は、報告日の取引相場価格に基づいて決定される。債券の公正価額は、公正価額の階層のレベル1の公正価額に分類されている。

2022年及び2021年12月31日現在、デリバティブ金融商品はレベル2方式を用いて測定される。公正価額は、観察可能なイールド・カーブに基づく将来キャッシュ・フローの見積額の現在価値として測定される。

その他の金融資産及び金融負債の帳簿価額は、金融商品の短期的な性質により、公正価額に近似している。

2022年及び2021年12月31日に終了した年度において、レベル間の組替はなかった。

56. デリバティブ資産 / 負債

当社は、為替変動リスクを軽減するため、特定の取引について限定ヘッジを実施している。ヘッジ取引の種類は通貨先渡取引であり、2022年及び2021年12月31日現在の詳細は下記のとおりである。

取引先	ヘッジ期間	2022年度	
		名目元本 (米ドル)	デリバティブ負債 百万ルピア*)
BRI	1 か月超	15,000,000	(445)
マンディリ銀行	1 か月超	35,000,000	(1,989)
マンディリ銀行	1 か月以内	550,000,000	21,622
BRI	1 か月以内	765,000,000	78,634
BNI	1 か月以内	95,000,000	9,246
合計		1,460,000,000	107,068

*) 百万ルピア

取引先	ヘッジ期間	2021年度	
		名目元本 (米ドル)	デリバティブ負債 百万ルピア*)
BRI	1 か月以内	700,000,000	(49,080)
マンディリ銀行	1 か月以内	510,000,000	(44,504)
BNI	1 か月以内	85,000,000	(6,581)
BRI	1 か月超	75,000,000	(7,106)
合計		1,370,000,000	(107,271)

*) 百万ルピア

57. POJK第6号の実施に関する追加情報

当社は、2016年1月1日より、IPPとの電力購入契約に基づく取引について、POJK第6号を将来に向けて実施している。POJK第6号の実施による影響は、2016年1月1日現在の利益剰余金の調整により会計処理されている（注記2. a）。

POJK第6号に基づき、電力購入契約に基づく全ての取引は売買取引として取り扱われるが、売買以外の実体（注記3. k）を含む。下記の表は、あるPPAにリースが含まれているとみなされる場合の追加情報として示されている。

	2022年度 SFAS第73号に基づく	2021年度 SFAS第73号に基づく
連結財政状態計算書		
<u>固定資産</u>		
有形固定資産	1,630,489,082	1,611,915,102
<u>資本</u>		
利益剰余金 - 未処分	22,288,575	27,800,958
<u>固定負債</u>		
リース負債	296,951,467	261,073,413
購入電力費未払金	5,003,716	5,031,822
繰延税金額	26,710,470	29,251,500
<u>流動負債</u>		
買掛金		
関係当事者	14,734,214	19,529,527
第三者	33,839,527	25,166,918
未払費用	9,505,157	9,224,392
購入電力費未払金	494,649	431,451
リース負債	13,318,281	13,529,428
連結包括利益計算書		
営業費用：		
燃料・潤滑油	198,238,031	154,607,490
購入電力費	9,400,187	3,126,881
リース	3,095,672	5,046,219
維持管理費	33,739,101	30,482,533
有形固定資産減価償却費	51,012,568	47,279,429
営業利益	108,794,233	90,983,548
為替差（損失）／利益、純額	(44,071,033)	303,100
金融費用	(72,104,315)	(68,971,359)
税引前（損失）／利益	(3,851,946)	19,383,102
法人税費用	(1,532,241)	(9,185,739)
当期（損失）／利益	(5,384,187)	10,197,363
連結キャッシュ・フロー計算書		
営業活動からのキャッシュ		
サプライヤーへの支払額	(259,103,951)	(191,966,078)
営業活動から生じた資金	43,781,892	87,208,703
支払利息	(71,163,422)	(67,900,593)
営業活動から生じた正味資金	106,220,643	75,808,386
財務活動からのキャッシュ		
購入電力費未払金の支払	(450,914)	(412,776)

リース負債に係る支払	(13,257,782)	(11,974,453)
財務活動に使用した正味資金	(38,602,483)	(33,067,972)

当グループがSFAS第73号「リース」を適用した場合の2022年及び2021年12月31日現在のリース負債に対する最低リース支払額の現在価値は下記のとおりである。

	2022年度 百万ルピア	2021年度 百万ルピア
リース料の最低支払額：		
1年以内	63,120,975	57,450,831
1年超5年以内	225,347,594	200,065,761
5年超	687,961,006	610,475,668
リース料の最低支払額合計	976,429,575	867,992,260
控除：利息	(666,159,827)	(593,389,421)
将来のリース料の最低支払額の現在価値	310,269,748	274,602,839
控除：1年以内満期到来部分	13,318,281	13,529,428
長期部分	296,951,467	261,073,411

58. 組替

2021年度の連結財務書類は2022年度の連結財務書類の表示に合わせるために組替えられた。組替えられた項目の詳細は下記のとおりである。

	組替前	組替	組替後
連結損益計算書			
<u>収益</u>			
受取補償金	24,594,425	(1,202,263)	23,392,162
その他費用、純額	(4,921,682)	1,202,263	(3,719,419)

上記組替は利用者が、連結財務書類に基づき行った経済的な意思決定に影響を与えるものではなく、何らの重大な影響もないため、3期分の連結財務書類を修正する必要はない。

59. 報告期間後のイベント

2023年3月20日、子会社であるPNPIは、PLTGUセンカング（PLTGU Sengkang）（315 MW）を購入するため、PTエネルギー・スンカング（PT Energi Sngkang）と予備売買契約を締結した。

60. 連結財務書類に対する経営陣の責任及び承認

連結財務書類の作成及び公正な表示は経営陣の責任であり、取締役はこれを2023年5月2日に発行することを承認した。

(6) 【その他】

後発事象

2022年及び2021年12月31日に終了した各年度に係る連結財務書類の注記59「報告期間後のイベント」を参照のこと。

(7) 【発行者の属する国の概況】

(A) 概要

地域

インドネシアは、北をマレーシア、シンガポール及びフィリピン、南をオーストラリアと接する地域に位置し、陸地の総面積が約1,916,907平方キロメートルとなる約16,056の島々（その大部分が無人口島である。）からなる、世界最大の群島国家である。

インドネシアの主要な島は、スマトラ島、ジャワ島、バリ島、カリマンタン島（ボルネオ島としても知られており、同島の北部はマレーシア及びブルネイに属している。）、スラウェシ島及びパプア（同島の東部はパプア・ニューギニアに属している。）である。インドネシアの国土は、西はナングロ・アチェ・ダルサラーム（以下「アチェ」という。）から赤道を越えて東はパプアまで、5,120キロメートルに広がっている。ジャカルタはインドネシアの首都かつ最大の都市で、ジャワ島西部の北部沿岸に位置している。

人口

インドネシアの人口は、2022年に約275.7百万人に達し、中国、インド及び米国に次いで世界第4位の地位を占める。人口が最も密集しているのはジャワ島（2022年の統計で推定約154.3百万人）で、首都ジャカルタの人口は2022年の統計で約10.6百万人と推定されている。

インドネシアの人口は若年層が多く、また増加している。政府の推定によれば、2022年には、人口の約24.0%が15歳未満、約40.2%が25歳未満であり、2021年から2022年までの人口増加率は年率1.17%であった。

インドネシアの人口の大部分がイスラム教徒であり、少数派のうちの多くはキリスト教徒が占めている。その他はヒンズー教徒、仏教徒及びその他宗教の信者である。インドネシアの人口の大多数はマレー系であるが、スマトラ島のアチェ族、バタック族及びミナンカバウ族、ジャワ島のジャワ族及びスンダ族、マドゥラ島のマドゥラ族、バリ島のバリ族、ロンボク島のササク族、スラウェシ島のミナハサ族、マカッサル族、トラジャ族及びブギス族、カリマンタン島のダヤク族、パプアのダニ族及びアスマット族を含む300以上の民族が存在する。インドネシアの人口には中国系、アラブ系、ユーラシア系、インド系及びパキスタン系も含まれる。

インドネシアの公用語はマレー語を由来とするバハサ・インドネシア（インドネシア語）である。英語が広く用いられており、多くの中学校で教えられている。インドネシア全体で約500の言語・方言が話されている。

政治史及び政党の歩み

インドネシアは、1605年から1945年の独立までの期間は、ほぼ継続的にオランダによる植民地支配下にあった。オランダによる統治は19世紀のイギリスによる短期間の植民地支配により中断され、インドネシアが1945年8月17日に独立を宣言する3年前から始まった日本の占領により終了した。同年、インドネシアは憲法を採択した。1967年に、政権はスカルノ大統領からスハルト将軍に委譲された。スハルト将軍は、1998年まで大統領を務めたが、1997年に発生したアジア金融危機により社会不安が広がり、それを受けて大統領を辞職した。

スハルト政権後は、インドネシアにおいて「*Reformasi*（改革）」と称される時代に入り、様々な政府機関の変更、司法、立法及び行政機関の構造改革が断行された。1999年から2002年にかけて憲法が改正され、チェック・アンド・バランス（抑制と均衡）及び権力分立が強化され、より直接的な民主制が定められた。

2014年7月、ジョコ・ウィドド大統領及びモハマッド・ユスフ・カラ副大統領が、2019年まで就任することが決定された。大統領及び副大統領候補者の指名は、政党連合によって提案されており、候補者の政党との関係及び政党からの支持が選挙の結果に大きく影響する。2014年の選挙では、議会選挙及び大統領選挙が、3か月の間をあけた上でそれぞれ行われた。したがって議会選挙の結果は、大統領選挙の行方を示す重要な指標であった。

2014年の議会選挙には、合計15の政党（アチェの3つの現地政党を含む。）が参加した。大統領選挙及び議会選挙に加え、インドネシアの34の州では、5年の任期を務める知事を決定するための知事選挙をそれぞれ実施している。2014年4月9日に議会選挙が滞りなく行われた後、総選挙管理委員会（*Komisi Pemilihan Umum*）

(以下「KPU」という。)は、2014年5月9日付2014年KPU命令第412/kpts/KPU号に基づいて、2014年5月14日付2014年KPU命令第416/kpts/KPU号と併せて、10の参加政党(15政党のうち)が国民議会(Dewan Perwakilan Rakyat)(以下「DPR」という。)に議席を持つことを認めた。また、インドネシアの最も人口の多い4つの州(西ジャワ州、東ジャワ州、中部ジャワ州及び北スマトラ州)を含む17の州の知事選挙及び154の都市の市長選挙が2018年6月に同時に実施された。

中央政府

政府は、憲法に基づいて成立し、憲法の下で共和国が単一の共和制国家として成立している。憲法は、唯一神への信仰、人道主義、インドネシアの統一、代表制と協議における英知により指導される民主主義及び国民全員の社会的公正を標榜する、5原則(Pancasila)として知られる一連の基本原則を定めている。

憲法は主権在民を宣言しており、大統領職、DPR及びDPDからなる国民協議会(Majelis Permusyawaratan Rakyat)(以下「MPR」という。)、最高監査機関(Badan Pemeriksa Keuangan)、最高裁判所(Mahkamah Agung)、憲法裁判所(Mahkamah Konstitusi)並びに司法委員会(Komisi Yudisial)が設置されている。

MPRは、憲法改正並びに大統領を任命及び罷免する権限を有する。MPRは二院制をとっており、主たる立法機関であるDPRと、DPDから構成される。DPRの議員数は575人である。2019年より、DPDの議員数は136名であり、2019年に滞りなく選挙が実施された各州から4名ずつの議員で構成されている。

DPRの議員は比例代表制により選出される。DPDの議員は、関連する選挙区における得票数に基づき、政党に関係なく選出される。

DPRと大統領には法案提出権がある。国家予算を含めて全ての法案はDPRと大統領双方の承認を要する。DPDは、地方に関する事項について法案を提出することができるが、これにはDPRと大統領双方の承認を要する。

大統領は、共和国の行政を行う権限と責任を有する。これには、他国に対する宣戦布告、講和、条約締結及び法案の提出に係る権限も含まれるが、大統領によるこれらの行為はDPRの承認を得なければ発効しない。1999年の憲法改正により、大統領及び副大統領の任期は1期5年最長2期に制限されることになった。

大統領の職務は大臣が補佐する。大臣は大統領が任命及び罷免し、各大臣は大統領に対してのみ責任を負う。

司法制度

憲法は、インドネシアの司法制度は独立のものでなければならないこと、また、司法権は司法権以外の権力の影響を受けることなく裁判所により行使されることを定めている。共和国の司法権は最高裁判所、各下級裁判所及び憲法裁判所がこれを行行使する。最高裁判所の下位に位置する裁判所は事物管轄により組織されている。かかる裁判所には、一般裁判所、宗教裁判所、軍事裁判所及び行政裁判所が含まれる。一般裁判所は、特別裁判所の制限的管轄に属さない全ての刑事及び民事訴訟についての管轄権を有する。宗教裁判所は、イスラム教徒間の家族法などの訴訟の管轄権を有する。軍事裁判所は軍人にかかわる訴訟についての管轄権を有する。行政裁判所は一定の政府決定に関する訴訟についての管轄権を有する。

地方政府及び地方自治体

インドネシアには、ジャカルタ首都特別州を含め38の州が存在する。州の長は知事であり、州は複数の下位行政単位で構成される。下位行政単位には、カブパテン(kabupaten、県)及びコタ(kota、市)の2種類がある。県及び市における政治及び行政制度は一般的には類似しているが、市の方が都市的な傾向がある。県及び市はクチャマタン(kecamatan、郡)、そしてさらにケルラハン(kelurahan、村)又は町に区分される。インドネシアは、38の州における417の県及び103の市で構成されている。直近の地方選挙は、4の州、7の市及び19の県において、2022年11月に滞りなく実施された。

外交関係並びに国際機関及び地域機関

インドネシアは、近隣諸国と緊密な外交関係を維持しており、全てのパートナーとの経済的関係を引き続き強化することを目指している。

共和国は、東南アジア諸国連合(ASEAN)創設5か国の一つである。ASEANは、地域の安定を確保するために1967年に設立され、現在は、加盟国(ブルネイ・ダルサラーム、カンボジア、インドネシア、ラオス、マレー

シア、ミャンマー、フィリピン、シンガポール、タイ及びベトナム）間の発展格差の縮小に取り組んでいる。
ASEAN加盟国は、いくつかの分野において相互援助及び協力に関する様々な協定を締結している。

その他にも共和国は下記をはじめ数々の国際機関及び地域の機関に加盟している。

- ・ 国際連合
- ・ 国際通貨基金（IMF）
- ・ 世界銀行及び世界銀行関連機関
- ・ ADB
- ・ ASEAN
- ・ ASEAN + 3（ASEAN諸国並びに中国、日本及び韓国）
- ・ チェンマイ・イニシアティブ多国間協定
- ・ 信用保証・投資ファシリティ（以下「CGIF」という。）
- ・ 20か国首脳会議（以下「G20」という。）。ASEAN加盟国の中で、インドネシアは唯一の参加国である。
- ・ イスラム開発銀行
- ・ 世界貿易機関
- ・ アジア太平洋経済協力（以下「APEC」という。）。インドネシアはその12か国の創設国の1つであり、引き続き重要な役割を担っている。
- ・ アジアインフラ投資銀行。アジア及びその先の地域における持続可能なインフラ及びその他の生産的な部門に投資することで、社会的及び経済的効果を改善することを目的としている。
- ・ 環インド洋連合（以下「IORA」という。）

またインドネシアは、非同盟運動、イスラム会議機構、77か国グループ及び中国、イスラム途上国8か国（Developing-8）及び15か国グループ（G-15）といった開発途上国で構成された国際機関の加盟国として、並びに24か国グループ（G-24）フォーラムのオブザーバーとして、他の開発途上国に対する主導的役割を果たすよう努めている。

中国との二国間協力において、インドネシアは、一帯一路構想を通じて、政府によるインフラの繋がりを発展させるプログラムを支援する機会を追求している。本構想は、中華人民共和国が先導し、2つの区分、すなわち（ ）中央アジアから中東まで続く中国本土西部の陸路であるシルクロード経済ベルト及び（ ）東南アジア、ペルシャ湾及びアフリカの角までを取り囲む戦略的かつ重要な海路である21世紀海上シルクロードで構成される。本構想により、アジア、ヨーロッパ、アフリカ及び南アメリカの国々の繋がりがより促進され、また、貿易の均衡、電子商取引、デジタル経済及び金融包摂が促進される。2017年、インドネシアは、一帯一路構想発展のための融資についての指針の策定に積極的に関与した。政府は、一帯一路構想の一環として、北スマトラ州、北カリマンタン州、北スラウェシ州及びバリ島に位置する4つの経済回廊を提供しており、プロジェクト費用の見積もりは91.1十億米ドルに上る。

インドネシアは、1997年にIORA（環インド洋地域の国々を繋ぐ連合）の加盟国となった。IORAに加盟して以降、インドネシアは積極的に活動し、数々の構想に直接従事しており、また、インド洋地域の経済及び海上外交の促進を継続している。

下表は、インドネシアの2021年12月31日現在の主要な国際金融機関への拠出額を示したものである。

機関	加盟年	2021年12月31日現在 拠出額	
		引受額	払込済
		(単位：百万米ドル)	
ADB	1966	8,090	404.62
IMF ⁽¹⁾	1966 ⁽²⁾	6,505.85	6,505.85
世界銀行グループ			
国際復興開発銀行	1966 ⁽²⁾	2,778.3	167.2
国際開発協会	1968	141.6	53.0
国際金融公社	1968 ⁽³⁾	241.0	241.0

多数国間投資保証機関	1986	20.0	3.8
イスラム開発銀行 ⁽⁴⁾	1975	1,594.0	202.1
国際イスラム貿易金融公社	1992	2.1	2.1
イスラム投資・輸出保険機関 ⁽⁴⁾	1992	0.7	0.4
イスラム民間開発公社	1992	22.2	22.2
国際農業開発基金	1977	82.0	78.0
一次産品共通基金	1980	1.3	1.3
信用保証・投資ファシリティ	2012	21.6	15.6
ASEANインフラ投資銀行	2015	3,360.7	672.1
ASEANインフラ基金	2012	120.0	120.0
国際ゴム公社	2002	4.0	4.0

出所：インドネシア銀行及び財務省

- (1) IMFの特別引出権（以下「SDR」という。）建て。2021年12月23日の為替レート（1.399590米ドル＝1SDR）を使用して換算されている。
- (2) もともと1954年にIMF及びIBRDに加盟していたが、1965年に脱退。その後1966年に再加盟している。
- (3) もともと1956年に国際金融公社に加盟していたが、1961年に脱退し、その後1968年に再加盟している。
- (4) ID建て（1ID＝1SDR）。上記の注記（1）を参照のこと。

外交関係

インドネシアは、自由で積極的な外交政策を採用し、一方で世界の平和と安全において重要な役割を担うことに引き続き尽力している。この政策は、インドネシアの憲法に組み込まれており、国連憲章に記される国際社会の願いとインドネシアの足並みが揃っていることを示すさらなる証拠である。この点において、インドネシアは、国際関係において規範となるように、考えを同じくする特定の地域の国々の利益を増進することにおいてのみ指導的な役割を担うのではなく、全ての国々の共通の利益のために、全ての国々の関心事項を包含した基盤を構築する架け橋となる交渉役を継続的かつ一貫して担っている。

インドネシアは、今後何十年にもわたり、何十億もの人々の生活に影響を与える重要性があると考えられる会議に引き続き積極的に参加していく。これに関連して、インドネシアは2016年9月4日から5日に中国の杭州で開催されたG20サミット、同年11月19日から20日にペルーのリマで開催されたAPEC首脳会議、2017年7月7日から8日にドイツのハンブルグで開催されたG20サミット、同年11月10日から11日にベトナムのダナンで開催されたAPECサミット、2018年11月17日から18日にパプア・ニューギニアのポート・モレスビーで開催されたAPEC首脳会議、同年11月30日から12月1日にアルゼンチンのブエノス・アイレスで開催されたG20サミット、2019年6月28日から29日に日本の大阪で開催されたG20サミット、2020年11月20日にマレーシアのクアラルンプールからバーチャル形式により開催されたAPEC首脳会議及び同年11月21日から22日にサウジアラビアのリヤドからバーチャル形式により開催されたG20サミットへ積極的に参加した。

近年、インドネシアは、バリ島で開催されたIMF及び世界銀行グループの2018年年次総会、バリ島で開催されたインドネシア・アフリカフォーラム、2018年アジア競技大会及び2018年アジアパラ競技大会を含む、一連の国際イベントのホスト国を務めた。IMF及び世界銀行グループの2018年年次総会は、バリ島で2018年10月12日から14日に開催され、G20加盟国である中国、日本、米国及びフランスを含む、189の参加国から3,500人の代表者が出席した。アワオーシャン会合（以下「OOC」という。）は、バリ島で2018年10月29日から30日に開催された。2018年OOCには、海事部門から305名が参加し、見積もり価値は10.7十億米ドルとなり、結果として14百万平方キロメートルの新たな海上保護区域が創設された。

インドネシアは、世界の主要経済20か国が参加する協力フォーラムであるG20の議長国を初めて務める。インドネシアによる議長国としての任期は、2021年12月1日から2022年11月30日までの1年間である。G20は、経済及び開発に対する政策協調に焦点を当てた国際フォーラムである。G20参加国は、世界GDPの80%、世界の輸出の75%及び世界人口の60%を占める。G20は、19か国及び1地域、すなわち、アルゼンチン、オーストラリア、ブラジル、カナダ、中華人民共和国（中国）、フランス、ドイツ、インド、インドネシア、イタリア、日本、韓国、メキシコ、ロシア、サウジアラビア、南アフリカ、トルコ、英国、米国及び欧州連合で構成されている。

最近の公衆衛生の推移

インドネシアではCOVID-19の流行が続いている。この感染爆発の結果、国内では症例数及び死亡数が多くなっている。インドネシアにおけるCOVID-19の1日の発症症例数は、主にデルタ変異株のため、2021年5月中旬から2021年7月下旬にかけて増加し、2021年7月から12月にかけて徐々に減少した。2021年12月、インドネシアは、最初のオミクロン変異株による症例を記録し、その後、インドネシアにおけるCOVID-19の1日の発症症例は、オミクロン変異株による症例を含み、増加した。2022年5月31日現在、インドネシアは新型インフルエンザ流行開始以来、約6.1百万人のCOVID-19感染症例を記録しており、うち156,591人以上が死亡した。

政府は国民に対してワクチン接種を継続する。2022年1月12日、政府は、既にワクチン接種を全て終え6か月が経過している18歳以上の市民に対する追加ワクチンプログラムを開始した。2022年5月31日現在、3回接種を終えている者は約167.4百万人、1回接種者は約200.3百万人である。さらに、45.7百万人が追加ワクチン接種を既に受けている。

(B) 経済

最近の経済の動向

インドネシアの経済は、バランスの取れた多様な経済を特色とする。インドネシア経済が現在直面している大きな問題の一つは、共和国の輸出実績を決定する重要な要因である世界経済の回復と物価に関して、先行きが不透明なことである。

国内においては、経済に影響を及ぼす要因として、人口増加、雇用創出、インフラ整備プログラムの進捗、比較的安定した低インフレ率の維持、対外債務の返済負担の国内予算に及ぼす圧力の解消が挙げられる。

下表は、表示期間における共和国の主要経済指標をそれぞれ示したものである。

主要経済指標

	12月31日終了年度				
	2018年 ^L	2019年 ^L	2020年 ^L	2021 ^P	2022 ^P
国民経済計算及び物価:					
実質GDP成長率(前期比)	5.2%	5.0%	(2.1)%	3.7%	5.3%
1人当たりGDP(百万ルピア)	56.0	59.1	56.9	62.2	71.0
1人当たりGDP(米ドル) ⁽¹⁾	3,927	4,175	3,912	4,350	4,784
平均為替レート (1米ドルあたりのルピア) ⁽²⁾	14,246	14,139	14,525	14,269	14,849
インフレ率の変化(CPIの前年比)	3.1%	2.7%	1.7%	1.9%	5.5%
対外部門:					
経常黒字/(赤字)(対GDP比%) ⁽³⁾	(2.9)%	(2.7)%	(0.4)%	0.3%	1.0%
金融収支:					
財政黒字/(赤字)(対GDP比%)	(1.8)%	(2.2)%	(6.1)%	(4.6)%	(2.4)%
12月31日現在の中央政府の対外債務 (兆ルピア)	2,652.9	2,778.5	2,910.9	2,858.1	2,907.5
債務返済比率 (政府歳入に対する割合%)	30.4%	30.6%	39.8%	41.2%	40.9%

出所: BPS、インドネシア銀行及び財務省

L: Laporan Keuangan Pemerintah Pusat(中央政府財務報告書/監査済み)

P: 暫定値

(1) 一人当たりGDP(米ドル)はルピアから米ドルに換算されたものであり、米ドルで示される中央政府の対外債務をルピアに換算した際の換算レートは以下のとおりである。2018年: 1米ドル=14,481ルピア、2019年: 1米ドル=13,901ルピア、2020年: 1米ドル=14,105ルピア、2021年: 1米ドル=14,278ルピア及び2022年: 1米ドル=15,592ルピア。当該換算レートは、該当期間における各月の輸出入取引に適用される月次の加重平均換算レートを参照してBPSが算定したものである。

(2) インドネシア銀行が年次報告において発表する該当期間の公式な平均為替レート。

(3) インドネシア銀行がインドネシアの国際収支報告において公表したデータによる。

支出別GDP

以下では、GDPを、名目ベースと実質ベースの両方で示している。名目ベースのGDPでは、各年の実際の価格を用いて国内の生産額が算定され、一方の実質ベースのGDP（「実質」GDPとも称される。）は、基準年の価格を用いるため、インフレやデフレなどの物価変動の影響を除いた国内の生産額が算定される。

下表は、表示期間における名目ベース及び実質ベースのそれぞれについて、支出別のインドネシア経済におけるGDPの分布を示したものである（名目ベース）。

[次へ](#)

支出別GDP
(名目ベース)

12月31日に終了した年度

	2018年	%	2019年	%	2020年	%	2021年 ^P	%	2022	%
	(単位：十億ルピア及び対GDP比)									
GDP	14,838,756	100.0	15,832,657	100.0	15,443,353	100.0	16,976,691	100.0	19,588,466	100.0
加算：物品・サービスの輸入	3,275,145	22.1	3,013,944	19.0	2,415,496	15.6	3,189,857	18.8	4,094,153	20.9
物品・サービスの総供給量	16,196,109	119.2	18,113,901	122.1	18,846,601	119.0	17,858,849	115.6	23,682,598	120.9
減算：物品・サービスの輸出	3,116,546	21.0	2,943,533	18.6	2,676,514	17.3	3,634,391	21.4	4,797,690	24.5
国内総支出	14,997,355	101.1	15,903,069	100.4	15,182,336	98.3	16,532,157	97.4	18,884,908	96.4
国内総支出の割当：										
家計消費支出	8,274,214	55.8	8,965,837	56.6	8,899,918	57.6	9,236,020	54.4	10,160,356	51.9
NPISH消費支出	180,893	1.2	206,094	1.3	201,452	1.3	207,916	1.2	228,958	1.2
政府消費支出	1,338,639	9.0	1,394,615	8.8	1,491,172	9.7	1,569,496	9.2	1,500,693	7.7
総消費	9,793,746	66.0	10,566,547	66.7	10,592,541	68.6	11,013,432	64.9	11,890,007	60.7
国内総固定資本形成	4,791,211	32.3	5,121,371	32.3	4,897,050	31.7	5,227,854	30.8	5,697,279	29.1
在庫変動（残高） ⁽¹⁾	412,397	2.8	215,150	1.4	(307,255)	(2.0)	290,871	1.7	1,297,622	6.6
国内総支出	14,997,355	101.1	15,903,069	100.4	15,182,336	98.3	16,532,157	97.4	18,884,908	96.4

出所：インドネシア中央統計庁、インドネシア銀行

P：暫定値

(1) 統計上の不一致を含む。

支出別GDP
(2010年実質ベース)

12月31日に終了した年度⁽¹⁾

	2018年	%	2019年	%	2020年	%	2021年 ^P	%	2022 ^P	%
	(単位：十億ルピア及び対GDP比)									
GDP	10,425,852	100.0	10,949,155	100.0	10,722,999	100.0	11,120,078	100.0	11,710,398	100.0
加算：物品・サービスの輸入	2,203,270	21.1	2,046,244	18.7	1,688,004	15.7	2,105,238	18.9	2,415,760	20.0
物品・サービスの総供給量	12,629,122	121.1	12,995,400	118.7	12,409,003	115.7	13,225,316	118.9	14,126,158	120.0
減算：物品・サービスの輸出	2,286,395	21.9	2,275,488	20.8	2,083,942	19.4	2,458,032	22.1	2,858,316	23.9
国内総支出	10,342,727	99.2	10,719,911	97.9	10,325,061	96.3	10,767,283	96.8	11,267,841	96.1
国内総支出の割当：										
家計消費支出	5,651,456	54.2	5,936,399	54.2	5,780,223	53.9	5,896,707	53.0	6,187,190	53.0
NPISH消費支出	122,970	1.2	136,027	1.2	130,306	1.2	132,412	1.2	139,879	1.2
政府消費支出	828,877	8.0	855,963	7.8	874,146	8.2	911,198	8.2	870,093	6.9
総消費	6,928,390	63.3	6,784,675	63.3	6,940,317	62.4	6,940,317	62.4	7,197,162	61.1
国内総固定資本形成	3,444,310	33.0	3,597,664	32.9	3,419,182	31.9	3,549,219	31.9	3,686,574	30.0
在庫変動（残高） ⁽²⁾	295,114	2.8	129,954	1.8	121,204	1.1	277,748	2.5	384,105	5.0
国内総支出	10,342,727	99.2	10,719,911	97.9	10,325,061	96.3	10,767,283	96.8	11,267,841	96.1

出所：インドネシア中央統計庁、インドネシア銀行

P：暫定値

(1) 2010暦年を基準年として計算。

(2) 統計上の不一致を含む。

[次へ](#)

経済の主要部門

インドネシアの主要経済部門は、製造業（石炭及び石油・ガスを含む。）、農業・林業及び漁業、卸売業・小売業及び自動車・オートバイの修理、建設並びに鉱業及び採石業である。

下表は、表示期間における、インドネシアの名目ベース及び実質ベースでの部門別GDPの内訳をそれぞれ示したものである。

産業分野別GDP
(名目ベース)

	12月31日終了年度									
	2018	%	2019	%	2020	%	2021P	%	2022P	%
(単位：十億ルピア及び対GDP比)										
製造業										
石炭及び石油・ガス精製	332,299	2.2	336,673	2.1	307,606	2.0	320,009	1.9	363,620	1.9
石炭及び石油・ガス以外	2,615,152	17.6	2,782,921	17.6	2,760,435	17.9	2,946,895	17.4	3,228,155	16.5
製造業合計	2,947,451	19.9	3,119,594	19.7	3,068,042	19.9	3,226,904	19.2	3,591,775	18.3
卸売業・小売業及び自動車・オートバイの修理	1,931,813	13.0	2,060,269	13.0	1,993,989	12.9	2,199,935	13.0	2,516,592	12.8
農業・林業及び漁業										
農業・畜産・狩猟及び農業サービス	1,417,317	9.6	1,488,986	9.4	1,575,380	10.2	1,672,938	9.9	1,805,454	9.2
林業及び伐採	97,397	0.7	104,122	0.7	108,646	0.7	112,009	0.7	118,386	0.6
漁業	385,908	2.6	419,635	2.7	431,469	2.8	469,594	2.8	505,061	2.6
農業・林業及び漁業の合計	1,900,622	12.8	2,012,743	12.7	2,115,495	13.7	2,254,541	13.3	2,428,901	12.0
鉱業及び採石業										
石油・ガス・地熱鉱業	460,170	3.1	439,603	2.8	332,560	2.2	461,703	2.7	587,597	3.0
石炭・褐炭鉱業	401,277	2.7	368,891	2.3	283,195	1.8	603,138	3.6	1,296,912	6.6
金属鉱物	111,321	0.8	96,825	0.6	130,957	0.8	204,590	1.2	242,717	1.2
その他の鉱業及び採石業	226,219	1.5	244,596	1.5	246,831	1.6	254,219	1.5	266,165	1.4
鉱業及び採石業の合計	1,198,987	8.1	1,149,914	7.3	993,542	6.4	1,523,650	9.0	2,393,391	12.2
建設	1,562,297	10.5	1,701,741	10.7	1,652,660	10.7	1,771,727	10.4	1,912,979	9.8
公共行政及び防衛強制加入社会保障	541,686	3.7	571,584	3.6	585,960	3.8	586,703	3.5	605,117	3.1
情報・通信	558,938	3.8	626,533	4.0	695,963	4.5	748,803	4.4	812,808	4.1
輸送及び倉庫	797,777	5.4	881,505	5.6	689,552	4.5	719,610	4.2	983,530	5.0
金融及び保険業	616,315	4.2	671,434	4.2	696,073	4.5	736,187	4.3	809,357	4.1
教育	481,747	3.2	522,354	3.3	453,781	2.9	557,656	3.3	566,625	2.9
その他 ⁽¹⁾	1,699,126	11.5	1,863,492	11.8	2,213,354	14.3	1,923,043	11.3	2,109,362	10.8
基準価格の粗付加価値	14,236,758	95.9	15,181,162	95.9	14,879,709	96.4	16,288,761	95.9	18,730,434	95.6
製品の補助金を除いた税金	601,998	4.1	651,495	4.1	563,644	3.6	687,930	4.1	858,011	4.4
GDP合計	14,838,756	100.0	15,832,657	100.0	15,443,353	100.0	16,976,691	100.0	16,976,691	100.0

出所：インドネシア中央統計庁、インドネシア銀行

P：暫定値

- (1) 電気及びガスの調達、水の調達、ごみ処理、廃棄及びリサイクル、宿泊及び食料飲料品供給、不動産、法人サービス、保健・医療サービス及び社会活動、その他のサービス部門を含む。

産業分野別GDP

(2010年実質ベース)

12月31日終了年度										
	2018年	%	2019年	%	2020年	%	2021年P	%	2022年P	%
(単位：十億ルピア及び対GDP比)										
製造業										
石炭及び石油・ガス精製	219,832	2.1	217,402	2.0	202,604	1.9	203,767	1.8	211,340	1.8
石炭及び石油・ガス以外	1,973,537	18.9	2,059,266	18.8	2,007,317	18.7	2,081,055	18.7	20,185,263	18.3
製造業合計	2,193,368	21.0	2,276,668	20.8	2,209,920	20.6	2,284,822	20.5	2,396,603	20.1
卸売業・小売業及び自動車・オートバイの修理										
	1,376,879	13.2	1,440,186	13.2	1,385,651	12.9	1,449,831	13.0	1,529,886	13.0
農業・林業及び漁業										
農業・畜産・狩猟及び農業サービス	1,005,655	9.6	1,038,903	9.5	1,061,087	9.9	1,072,987	9.6	1,097,952	10.2
林業及び伐採	62,982	0.6	63,218	0.6	63,199	0.6	63,247	0.6	63,449	0.5
漁業	238,616	2.3	252,279	2.3	254,112	2.4	267,967	2.4	275,452	2.4
農業・林業及び漁業合計	1,307,253	12.5	1,354,399	12.4	1,378,399	12.9	1,403,191	12.6	1,434,853	13.1
鉱業及び採石業										
石油・ガス・地熱鉱業	298,420	2.9	289,980	2.6	272,583	2.5	260,546	2.3	247,986	2.1
石炭・褐炭鉱業	235,561	2.3	259,599	2.4	245,499	2.3	261,710	2.4	282,944	2.4
金属鉱物	103,719	1.0	88,003	0.8	105,829	1.0	130,000	1.2	153,413	1.4
その他の鉱業及び採石業	158,804	1.5	168,624	1.5	166,564	1.6	169,844	1.5	173,804	1.4
鉱業及び採石業合計	796,505	7.6	806,206	7.4	790,475	7.4	822,100	7.4	858,147	7.2
建設	1,048,083	10.1	1,108,425	10.1	1,072,335	10.0	1,102,518	9.9	1,124,725	9.1
公共行政及び防衛										
強制加入社会保障	349,278	3.4	365,539	3.3	365,446	3.4	364,251	3.3	3,734,395	3.3
情報・通信	538,763	5.2	589,536	5.4	652,063	6.1	696,506	6.3	750,389	6.4
輸送及び倉庫	435,337	4.2	463,126	4.2	393,419	3.7	406,188	3.7	486,875	4.1
金融及び保険業	415,621	4.0	443,093	4.0	457,487	4.3	464,638	4.2	473,615	4.1
教育	321,134	3.1	341,350	3.1	350,273	3.3	350,653	3.2	352,716	3.0
その他 ⁽¹⁾	1,220,674	11.7	1,310,083	12.0	1,276,166	11.9	1,323,777	11.9	1,415,212	12.0
基準価格の粗付加価値	10,002,893	95.9	10,331,632	96.4	10,331,662	96.3	10,669,465	95.9	11,197,461	95.3
製品の補助金を除いた税金	422,959	4.1	450,545	4.1	391,367	3.6	450,613	4.1	512,937	4.7
GDP合計	10,425,852	100.0	10,949,155	100.0	10,722,999	100.0	11,120,078	100.0	11,710,398	100.0

出所：インドネシア中央統計庁、インドネシア銀行

P：暫定値

(1) 電気及びガスの調達、水の調達、ごみ処理、廃棄及びリサイクル、宿泊及び食料飲料品供給、不動産、法人サービス、保健・医療サービス及び社会活動、その他のサービス部門を含む。

製造業

インドネシアの主要な製造業には、食品及び飲料品、石炭及び精製石油製品、組立金属製品、コンピュータ、電子工学及び光学製品並びに電気機器が含まれ、その他の主要な製造業には、輸送機器並びに化学品、医薬品及び植物製品が含まれる。1980年代以降、製造業は経済成長に最も大きく貢献してきた。製造業部門は、()石炭及び石油・ガス精製業並びに()石炭及び石油・ガス以外の製造業のサブセクターで構成される。

2022年において、インドネシアの製造業は、2021年の3.4%増に対して、4.9%増となった。石炭、石油及びガス以外の製造業は、3.7%増となった。2022年に経済を支える源泉となった3つの製造業部門は、4.9%増となった食品・飲料産業、10.7%増となった輸送機械工業及び14.8%増となった金属基礎工業である。

卸売業・小売業及び自動車・オートバイの修理

卸売業・小売業及び自動車・オートバイの修理部門には、卸売業・小売業だけでなく、オートバイを含む自動車関連の修理も含まれる。近年この部門は、製造業、農業・林業及び漁業に続く、3番目に大きな経済部門に成長している。

2022年において、卸売業・小売業、自動車・オートバイの修理部門は成長し続け、売上高がパンデミック前の水準を上回った。

農業・林業及び漁業

農業・林業及び漁業部門は、サブセクターの()農業・畜産・狩猟及び農業サービス、()林業及び伐採、並びに()漁業で構成される。

2022年において、農業・林業及び漁業部門は、2021年の1.9%増に対して、2.3%増となった。

鉱業及び採石業

インドネシアは、天然ガス、石炭、原油、錫、ニッケル、ボーキサイト及び銅の大量の生産により、世界的な鉱業及び採石業産業において重要な役割を担っている。

2022年において、鉱業及び採石業部門は、前年の4.0%増に対して、4.4%増となった。

石油及び天然ガス

インドネシアの石油及びガス市場は、石油探査、生産、精製、輸送及びマーケティングを通じた、高度に垂直統合された事業を行う大規模で多角的な企業が存在することを特徴とする。国有企業であるプルタミナは、インドネシアにおける石油及びガスの生産において重要な役割を果たしている。

石油及びガスの輸出は、2020年、2021年及び2022年の輸出金額合計に対し、それぞれ5.2%、5.7%及び5.8%を占めた。2022年において、2021年と比較した石油及びガスの輸出の増加を支えたのは、環境に優しい石油製品に対する外需に支えられた石油精製品の輸出実績の増加などの輸出実績の向上であった。また、ガス価格の上昇に応じて、LNGの輸出実績も増加した。

下表は、表示期間における原油の需要と供給を示したものである。

原油生産の需要と供給

	12月31日終了年度				
	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年 ¹⁾
	(単位：百万バレル)				
生産	772	745	708	659	617
輸出	74	26	31	44	8
輸入	113	75	66	104	49

(1) 2022年上半期

出所：エネルギー・鉱物資源省石油ガス局

下表は、表示期間における仕向地別の原油輸出量を示したものである。

仕向地別原油輸出

12月31日終了年度				
2018年	2019年	2020年	2021年	2022年 ¹⁾

	(単位：千バレル)				
日本	9,955	982	0	1,094	80
米国	10,245	0	0	0	0
韓国	7,122	2,242	635	300	0
台湾	6,172	675	0	575	0
シンガポール	7,222	5,487	4,573	5,617	374
その他	33,756	16,585	26,240	36,183	7,135
合計	74,472	25,971	31,448	43,769	7,589

(1) 2022年上半期

出所：エネルギー・鉱物資源省石油ガス局

建設

過去5年間にわたり、基礎的な公共サービスインフラの発達に加え、通信及び物流のインフラ、輸送並びに電化の分野における改良事業が、建設部門の主要な推進力となった。

2022年において、建設部門は、2021年の2.8%増に対して、2.0%増となった。かかる増加を支えたのは、カリマンタンにおける新首都の開発、政府のインフラ開発プログラム及び住宅需要の増加であった。

輸送及び倉庫

輸送及び倉庫部門は、サブセクターの()鉄道輸送、()陸上輸送、()海上輸送、()川、湖及びフェリー輸送、()航空輸送並びに()輸送のための倉庫保管及び支援活動、すなわち、郵送及び配達で構成される。

2022年において、輸送及び倉庫部門は、2021年の3.2%増に対して、19.9%増となった。かかる増加は、COVID-19のパンデミックから日常に戻ったことを受けて公共交通機関やレクリエーション地域での移動が活発化したことによるものである。

その他の部門

2022年において、その他の部門は、2021年のGDPの3.6%増に対して、6.1%増となった。

(C) 貿易及び国際収支

輸出及び輸入

下表は、インドネシア銀行が公表した、表示期間におけるインドネシアの輸出及び輸入を示したものである。

輸出及び輸入

	12月31日終了年度				
	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年 ^P
	(単位：百万米ドル)				
輸出：					
石油・ガス輸出(f.o.b.)	17,614	11,981	8,480	13,201	17,039
石油・ガス以外の輸出(f.o.b.)	163,111	156,474	154,921	219,635	275,499
輸出合計(f.o.b.)	180,725	168,455	163,402	232,835	292,538
輸入合計(c.i.f.)	(190,317)	(173,489)	(142,104)	(198,800)	(241,716)
貿易収支	(9,592)	(5,033)	(21,298)	34,035	50,822

出所：インドネシア銀行

P：暫定値

国際収支

下表は、表示期間における共和国の国際収支を示している。

国際収支⁽¹⁾

	12月31日終了年度				
	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年 ^P
	(単位：百万米ドル)				
経常収支	(30,633)	(30,279)	(4,433)	3,511	13,126
貿易収支 ⁽²⁾	(228)	3,508	28,301	43,806	62,672
輸出合計 (f.o.b.)	180,725	168,455	163,402	232,835	292,538
石油・ガス以外	161,089	152,930	149,380	218,116	274,471
石油・ガス	17,614	11,981	8,480	13,201	17,039
輸入合計 (f.o.b.)	(180,953)	(164,948)	(135,101)	(189,029)	(2,239,866)
石油・ガス以外	(1,499,030)	(140,094)	(119,426)	(160,311)	(184,699)
石油・ガス	(29,019)	(22,300)	(13,867)	(26,166)	(41,817)
サービス収支	(6,485)	(7,641)	(9,755)	(14,599)	(20,307)
第1次所得収支	(30,815)	(33,775)	(28,911)	(31,961)	(35,597)
第2次所得収支	6,895	7,629	5,932	6,264	6,357
資本移転等収支	97	39	37	80	451
金融収支	25,122	36,564	7,884	12,492	(8,876)
()公的部門	8,748	12,675	3,413	4,317	(5,463)
ポートフォリオ投資	9,732	15,230	1,424	(616)	(6,889)
資産	228	258	-	-	-
負債	9,504	14,973	1,424	(616)	(6,889)
その他投資	(983)	(2,555)	1,989	4,933	1,427
資産	-	-	-	-	-
負債	(983)	(2,555)	1,989	4,933	1,427
借入	(755)	(2,298)	1,989	(1,377)	811
実行	4,588	3,773	8,166	4,355	6,152
返済	(5,344)	(6,070)	(6,177)	(5,732)	(5,341)
その他負債	(228)	(258)	-	6,310	-
()民間部門	17,462	15,222	3,418	1,820	857
直接投資	12,511	20,531	14,142	17,286	14,441
資産	(6,399)	(4,462)	(5,033)	(3,927)	(6,612)
負債	18,910	24,994	19,175	20,213	21,053
ポートフォリオ投資	9,312	21,990	3,369	5,086	(8,477)
資産	(5,171)	410	(1,199)	(1,778)	(5,047)
負債	14,483	21,581	4,567	6,863	(3,429)
金融デリバティブ	34	186	18	333	48
その他投資	3,266	(6,144)	(9,645)	(10,212)	(14,889)
資産	(8,233)	(12,203)	(11,909)	(9,486)	(13,712)
負債	11,499	6,059	2,264	(726)	(1,177)
誤差脱漏	(1,717)	(1,648)	(891)	(2,622)	(702)
全体の残高	(7,131)	4,676	2,597	13,461	3,999
準備金及び関連項目	7,131	(4,676)	(2,597)	(13,461)	(3,999)
覚書⁽³⁾					
外貨準備高	120,654	129,183	135,897	144,905	137,233

出所：インドネシア銀行

P：暫定値

- (1) インドネシア銀行は、BPM5に従って、同銀行が公表するデータにおいてプラス記号及びマイナス記号を使用している。なお、プラス記号は流入、マイナス記号は流出を意味する。金融収支においてプラス記号は負債の増加又は資産の減少、マイナス記号は資産の増加又は負債の減少を示す。上表は、本書の形式に一致するよう調整されている。
- (2) 国際収支に含まれる輸出及び輸入の数値はインドネシア銀行により作成されており、BPSにより作成された輸入／輸出・貿易に関するデータとは範囲及び時期において異なっている。
- (3) 期末現在の外貨準備高を示している。報告期間中の全体の国際収支の黒字／赤字は、当該期間末現在の外貨準備高を増減させる。